Supplemento ordinario alla “Gazzetta Ufficiale„ n. 284 del 6 dicembre 2007 - Serie generale

Spediz. abb. post. 45% - art. 2, comma 20/b
Legge 23-12-1996, n. 662 - Filiale di Roma

GAZZETTA UFFICIALE

DELLA REPUBBLICA ITALIANA

PARTE PRIMA | **Roma - Giovedì, 6 dicembre 2007** | SI PUBBLICA TUTTI I GIORNI NON FESTIVI

DIREZIONE E REDAZIONE PRESSO IL MINISTERO DELLA GIUSTIZIA - UFFICIO PUBBLICAZIONE LEGGI E DECRETI - VIA ARENULA 70 - 00186 ROMA
AMMINISTRAZIONE PRESSO L'ISTITUTO POLIGRAFICO E ZECCA DELLO STATO - LIBRERIA DELLO STATO - PIAZZA G. VERDI 10 - 00198 ROMA - CENTRALINO 06 85081

AVVISO AGLI ABBONATI

Dall'8 ottobre vengono resi noti nelle ultime pagine della *Gazzetta Ufficiale* i canoni di abbonamento per l'anno 2008. Contemporaneamente sono state spedite le offerte di rinnovo agli abbonati, complete di bollettini postali premarcati *(di colore rosso)* per la conferma dell'abbonamento stesso. Si pregano i signori abbonati di far uso di tali bollettini e di utilizzare invece quelli prestampati di colore nero solo per segnalare eventuali variazioni.

Si rammenta che la campagna di abbonamento avrà termine il 26 gennaio 2008 e che la sospensione degli invii agli abbonati, che entro tale data non avranno corrisposto i relativi canoni, avrà effetto dal 24 febbraio 2008.

Si pregano comunque gli abbonati che non intendano effettuare il rinnovo per il 2008 di darne comunicazione via fax al Settore Gestione *Gazzetta Ufficiale* (n. 06-8508-2520) ovvero al proprio fornitore.

N. 255

AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 260/07, n. 261/07, n. 274/07, n. 277/07, n. 278/07, n. 280/07, n. 281/07.

SOMMARIO

AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

DECRETI E DELIBERE DI ALTRE AUTORITÀ

DELIBERAZIONE 15 ottobre 2007.

Determinazione della tariffa di trasporto del gas naturale della società Metanodotto Alpino S.r.l. in attuazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 agosto 2007, n. 205/2007. (Deliberazione n. 260/07).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 ottobre 2007;

Visti:

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 settembre 2004, n. 170/2004 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 170/04);

la deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/2005 e successive modifiche e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 166/05);

la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2007, n. 205/2007 (di seguito: deliberazione n. 205/07).

Considerato che:

nel caso in cui avvengano riclassificazioni di infrastrutture di distribuzione in infrastrutture di trasporto, in forza dell'art. 7, comma 7.6 della deliberazione n. 170/04, al fine di evitare che le medesime infrastrutture siano indebitamente oggetto di una duplice remunerazione, l'impresa di distribuzione calcola il vincolo sui ricavi della distribuzione definendo il valore dei costi operativi al netto dei costi operativi riconosciuti per l'attività di trasporto, e valori delle dismissioni nette e lorde pari al costo storico rivalutato rispettivamente netto e lordo dei cespiti riclassificati, calcolati ai sensi della normativa sul trasporto;

il vincolo sui ricavi previsto nella proposta tariffaria presentata dalla società Metanodotto Alpino S.r.l. presentava valori tali per cui l'applicazione letterale del sopra citato art. 7, comma 7.6, della deliberazione n. 170/04 determinava, con riferimento alla tariffa di distribuzione delle località di Bardonecchia, Oulx, Salbertrand e Sauze D'Oulx, valori negativi delle componenti del vincolo sui ricavi della tariffa di distribuzione riconducibili al capitale investito e alla quota di ammortamento;

con deliberazione n. 205/07, l'Autorità, al fine di evitare il prodursi della suddetta conseguenza incongruente e in assenza di un accordo tra l'impresa di trasporto e l'impresa di distribuzione, ha provveduto a riproporzionare i vincoli riconosciuti per l'attività di distribuzione e di trasporto sulla base dei dati disponibili e ha provvisoriamente determinato d'ufficio i ricavi di riferimento per l'anno termico 2007-2008 per la società Metanodotto Alpino S.r.l. in coerenza con i criteri di cui alle deliberazioni n. 170/04 e n. 166/05, sino a comunicazione da parte della società di un accordo con l'impresa di distribuzione in merito alla ripartizione dei costi nei limiti del vincolo precedentemente riconosciuto al servizio di distribuzione;

con nota del 3 agosto 2007 (prot. EF/M07/3560/lj) gli uffici dell'Autorità hanno richiesto di comunicare i termini del sopra menzionato accordo con l'impresa di distribuzione entro il 15 settembre 2007;

con comunicazione del 14 settembre 2007 (prot. Autorità n. 24698 del 17 settembre 2007) la società Metanodotto Alpino S.r.l. ha riproposto le medesime osservazioni ritenute non rilevanti ai fini della deliberazione n. 205/07 e non ha fornito alcuna evidenza di avvenuto accordo con l'impresa di distribuzione in merito alla ripartizione dei costi; e che conseguentemente, con successiva nota del 25 settembre 2007 (prot. EF/M07/4355/lj), gli uffici dell'Autorità, rilevando la non pertinenza delle predette osservazioni, e preso atto della mancata comunicazione del sopra richiamato accordo, hanno comunicato alla società le risultanze istruttorie che prospettavano la determinazione definitiva della tariffa di trasporto, confermando i valori individuati con la deliberazione n. 205/07.

Ritenuto che:

sia necessario provvedere alla determinazione definitiva dei ricavi di riferimento e del corrispettivo specifico d'impresa per il trasporto su rete regionale per l'anno termico 2007-2008 per la società Metanodotto Alpino S.r.l., confermando i valori individuati con la deliberazione n. 205/07

Delibera:

1. di provvedere alla determinazione definitiva dei ricavi di riferimento e del corrispettivo specifico d'impresa per il trasporto su rete regionale per l'anno termico 2007-2008 per la società Metanodotto Alpino S.r.l., confermando i valori individuati con la deliberazione n. 205/07;

2. di notificare alle società Carbotrade S.p.A., con sede legale in via Sottoripa n. 7, int. 10-12 - 16124 Genova, Consorzio della Media Valtellina con sede legale in via Nazario Sauro n. 33 - 23100 Sondrio, Edison Stoccaggio S.p.A., con sede legale in Foro Buonaparte n. 31 - 20121 Milano, Metanodotto Alpino S.r.l., con sede legale in via Bardonecchia n. 5 - 10139 Torino, Netenergy Service S.r.l., con sede legale in Zona industriale - 86039 Termoli (Campobasso), Retragas S.r.l., con sede legale in via Lamarmora n. 230 - 25124 Brescia, SGI S.p.A., con sede legale in via del Lauro n. 7 - 20121 Milano e Snam Rete Gas S.p.A., con sede legale in piazza Santa Barbara n. 7 - 20097 San Donato Milanese (Milano), in persona dei rispettivi legali rappresentanti *pro tempore*, il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento;

3. di trasmettere alla Cassa conguaglio per il settore elettrico nella persona del legale rappresentante *pro tempore*, il presente provvedimento;

4. di pubblicare la presente deliberazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore alla data di pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'art. 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di sessanta giorni dalla data di notifica del provvedimento.

Milano, 15 ottobre 2007

Il Presidente: ORTIS

DELIBERAZIONE 15 ottobre 2007.

Approvazione di proposte tariffarie per l'anno termico 2007-2008 relative alle attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale di cui alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 settembre 2004, n. 170/2004, e 30 settembre 2004, n. 173/2004, come successivamente modificate e integrate. (Deliberazione n. 261/07).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 15 ottobre 2007;

Visti:

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164;

il decreto del Presidente della Repubblica 9 maggio 2001, n. 244;

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 dicembre 2000, n. 237/2000 come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 237/00);

la deliberazione dell'Autorità 29 settembre 2004, n. 170/2004, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 170/04);

la deliberazione dell'Autorità 30 settembre 2004, n. 173/2004, come successivamente modificata e integrata (di seguito: deliberazione n. 173/04);

la deliberazione dell'Autorità e il gas 10 settembre 2007, n. 220/2007 (di seguito: deliberazione n. 220/07);

le decisioni del Consiglio di Stato 16 marzo 2006, n. 1399/2006, 16 marzo 2006, n. 1400/2006, 16 marzo 2006, n. 1401/2006, 16 marzo 2006, n. 1402/2006, 16 marzo 2006, n. 1403/2006, 16 marzo 2006, n. 1404/2006, 16 marzo 2006, n. 1405/2006, 16 marzo 2006, n. 1406/2006, 16 marzo 2006, n. 1407/2006, 16 marzo 2006, n. 1408/2006, 16 marzo 2006, n. 1409/2006, 16 marzo 2006, n. 1410/2006, 16 marzo 2006, n. 1411/2006, 16 marzo 2006, n. 1413/2006, 16 marzo 2006, n. 1414/2006, 11 aprile 2006, n. 2003/2006, 11 aprile 2006, n. 2005/2006, 11 aprile 2006, n. 2007/2006, 20 aprile 2006, n. 2201/2006, 20 aprile 2006, n. 2203/2006, 20 aprile 2006, n. 2204/2006, 20 aprile 2006, n. 2207/2006, 20 aprile 2006, n. 2209/2006, 20 aprile 2006, n. 2210/2006, 20 aprile 2006, n. 2211/2006, 20 aprile 2006, n. 2212/2006, 20 aprile 2006, n. 2216/2006, 20 aprile 2006, n. 2217/2006, 20 aprile 2006, n. 2218/2006, 22 maggio 2006, n. 2444/2006, 29 maggio 2006, n. 3272/2006, 29 maggio 2006, n. 3274/06;

le decisioni del Consiglio di Stato 10 maggio 2007, n. 2242/2007, 10 maggio 2007, n. 2243/2007 e 22 giugno 2007, n. 3476/2007.

Considerato che:

le società Si(e)nergia S.p.A. e Rete Morenica S.r.l. hanno presentato istanza per il riconoscimento della riduzione del tasso di recupero di produttività prevista dall'art. 5, comma 5.3.1, lettera *c)*, primo alinea, della deliberazione n. 170/04; e che tali istanze risultano inammissibili in quanto non conformi al disposto dell'art. 7, comma 5.1, della medesima deliberazione n. 170/04;

alle date 17 settembre 2007 e 25 settembre 2007 sono state pubblicate sul sito internet dell'Autorità le proposte tariffarie per l'anno termico 2007-2008 rispettivamente di centoquaranta e novanta tra imprese di distribuzione di gas naturale ed imprese di fornitura di gas diversi da gas naturale, determinate sulla base dei dati tariffari, inviati dalle imprese medesime, ai sensi delle deliberazioni n. 170/04 e n. 173/04;

con note del 17 settembre 2007, prot. EF/M07/4156/cc e del 25 settembre 2007, prot. EF/M07/4343/cc, veniva comunicata l'avvenuta pubblicazione rispettivamente alle centoquaranta e novanta imprese di cui al precedente alinea, invitando le imprese medesime a confermare le proposte tariffarie ai sensi dell'art. 12, comma 1.1 della deliberazione n. 170/04 e/o dell'art. 13, comma 1.1 della deliberazione n. 173/04; e che in mancanza di tale conferma le proposte tariffarie sarebbero state considerate accettate dalle imprese per silenzio assenso;

a seguito delle comunicazioni di cui al precedente alinea:

centoquarantanove imprese hanno confermato le proposte tariffarie nei termini previsti;

la società Ascopiave S.p.A., direttamente interessata dalla decisione del Consiglio di Stato n. 3476/2007, ha confermato le proposte tariffarie nei termini previsti;

le società Aimag S.p.A. e Publireti S.r.l. hanno confermato le proposte tariffarie nei termini previsti pur avendo precedentemente richiesto, per la determinazione delle proprie tariffe, l'applicazione della decisione del Consiglio di Stato n. 3476/2007;

settantuno imprese non hanno confermato le proposte tariffarie né hanno segnalato difformità riscontrate nelle stesse;

le società Intesa S.p.A., Gestioni Valdichiana S.p.A., Napoletana Gas S.p.A., ENEL Rete Gas S.p.A., Toscana Energia S.p.A. e SGR Reti S.p.A. non hanno confermato le proposte tariffarie chiedendo l'applicazione delle decisioni del Consiglio di Stato n. 2242/2007, n. 2243/2007 e n. 3476/2007;

la società Azienda territoriale energia ambiente S.p.A. di Vercelli non ha confermato le proposte tariffarie esponendo argomentazioni tali da non inficiare le valutazioni poste alla base della determinazione tariffaria;

con le decisioni n. 1399/2006, n. 1400/2006, n. 1401/2006, n. 1402/2006, n. 1403/2006, n. 1404/2006, n. 1405/2006, n. 1406/2006, n. 1407/2006, n. 1408/2006, n. 1409/2006, n. 1410/2006, n. 1411/2006, n. 1413/2006, n. 1414/2006, n. 2003/2006, n. 2005/2006, n. 2007/2006, n. 2201/2006, n. 2203/2006, n. 2204/2006, n. 2207/2006, n. 2209/2006, n. 2210/2006, n. 2211/2006, n. 2212/2006, n. 2216/2006, n. 2217/2006, n. 2218/2006, n. 2444/2006, n. 3272/2006, n. 3274/2006, il Consiglio di Stato ha affermato che l'Autorità, con la deliberazione n. 170/04, consentendo di determinare l'intero vincolo sui ricavi di distribuzione sulla base di un metodo individuale, cui tutti gli esercenti potevano accedere (disponendo, tutti, dal 2002, di bilanci certificati), ha definitivamente superato le esigenze, emerse nel primo periodo di regolazione, di adeguare le rigidità del metodo parametrico alla ricca fenomenologia delle gestioni del servizio;

l'esecuzione delle decisioni del Consiglio di Stato n. 2242/2007, n. 2243/2007 e n. 3476/2007, comporta un'attività di riesame tuttora in corso;

il predetto riesame richiede un'attività istruttoria che potrebbe ulteriormente prolungarsi nel corso dell'anno termico 2007/2008, già iniziato;

il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai ed impiegati, da utilizzare per la determinazione del vincolo sui ricavi di distribuzione, è riferito, ai sensi dell'art. 7, comma 7.1.1, della deliberazione n. 170/04, all'anno termico ottobre 2005 - settembre 2006, ed è pari all'1,8%; e tale criterio si pone in linea di continuità con le precedenti approvazioni tariffarie per l'attività di distribuzione del gas naturale e di fornitura di gas diversi dal gas naturale;

dall'esame della documentazione è emerso che, in alcune località, il valore della quota ammortamento risulta negativo per effetto dell'elevato valore delle dismissioni dichiarate e, in altre località, il valore del capitale investito risulta negativo anche per effetto dello sfasamento temporale tra la ricezione dei contributi ed il loro effettivo utilizzo nella realizzazione degli investimenti o per effetto del valore dichiarato delle poste rettificative;

con deliberazione n. 220/07 è stato avviato un procedimento volto a definire, tra l'altro, le tariffe relative al servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno termico 2007-2008, per le società CPL Concordia S.c.r.l., COSVIM Soc. Coop. a r.l. e Pasubio Group S.r.l.; e che tali società gestiscono il servizio di distribuzione del gas in località presenti in ambiti tariffari dei quali altre società sono titolari e precisamente:

la società CPL Concordia S.c.r.l. gestisce le località in avviamento Villafranca Sicula (Agrigento) e Burgio (Agrigento), presenti nell'ambito Ribera, Capaci (Palermo), presente nell'ambito Cinisi, e Terravecchia (Cosenza), presente nell'ambito comune di Cariati, e di tali ambiti tariffari è titolare la società ENEL Rete Gas S.p.A.;

la società Cosvim Soc. Coop. a r.l. gestisce le località Ripacandida (Potenza) e Ginestra (Potenza) presenti nell'ambito Rionero in Vulture del quale è titolare la società ENEL Rete Gas S.p.A.;

Pasubio Group S.r.l. gestisce la località Santorso (Vicenza) presente nell'ambito Camposampiero del quale è titolare la società Ascopiave S.p.A..

Ritenuto che sia necessario:

approvare le proposte tariffarie dei duecentotrenta esercenti elencati in Tabella 1, risultate conformi ai criteri stabiliti dalle deliberazioni n. 170/04 e n. 173/04, ad esclusione degli ambiti tariffari di Rionero in Vulture e Camposampiero rispettivamente delle società ENEL Rete Gas S.p.A. e Ascopiave S.p.A. e delle località Villafranca Sicula (Agrigento), Burgio (Agrigento), Capaci (Palermo) e Terravecchia (Cosenza) presenti negli ambiti Ribera, Cinisi, e Comune di Cariati della società ENEL Rete Gas S.p.A.;

di approvare in via provvisoria, le proposte tariffarie 2007/2008 delle società Ascopiave S.p.A., Aimag S.p.A., Publireti S.r.l., Intesa S.p.A., Gestioni Valdichiana S.p.A., Napoletana Gas S.p.A., ENEL Rete Gas S.p.A., Toscana Energia S.p.A. e SGR Reti SP con riserva, all'esito del riesame in corso, di eventuali successive determinazioni in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato n. 2242/2007, n. 2243/2007 e n. 3476/2007;

posticipare la definizione delle proposte tariffarie negli ambiti tariffari di Rionero in Vulture e Camposampiero, rispettivamente delle società ENEL Rete Gas S.p.A. e Ascopiave S.p.A., e nelle località Villafranca Sicula (Agrigento), Burgio (Agrigento), Capaci (Palermo) e Terravecchia (Cosenza) della società CPL Concordia S.c.r.l. a data successiva alla chiusura del procedimento avviato con deliberazione n. 220/07;

nei casi in cui i valori della quota ammortamento e del capitale investito risultino negativi per effetto delle dismissioni effettuate, dei contributi percepiti o delle poste rettificative dichiarate, approvare le proposte tariffarie ponendo pari a zero tali valori e portare in detrazione, nel calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione degli anni termici successivi, fino a completo esaurimento, il solo valore dei contributi o delle poste rettificative eccedente il valore, al netto di dismissioni e quota ammortamento, degli investimenti realizzati;

Delibera:

1. di approvare, per l'anno termico 2007-2008, le proposte tariffarie dei duecentotrenta esercenti indicati nell'allegata Tabella 1, ad esclusione degli ambiti tariffari di Rionero in Vulture e Camposampiero rispettivamente delle società ENEL Rete Gas S.p.A. e Ascopiave S.p.A. e delle località Villafranca Sicula (Agrigento), Burgio (Agrigento), Capaci (Palermo) e Terravecchia (Cosenza) presenti negli ambiti Ribera, Cinisi, e comune di Cariati della società ENEL Rete Gas S.p.A.;

2. di approvare, in via provvisoria, le proposte tariffarie delle società Ascopiave S.p.A., Aimag S.p.A., Publireti S.r.l., Intesa S.p.A., Gestioni Valdichiana S.p.A., Napoletana Gas S.p.A., ENEL Rete Gas S.p.A., Toscana Energia S.p.A. e SGR Reti SP, con riserva di eventuali successive determinazioni in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato n. 2242/2007, n. 2243/2007 e n. 3476/2007;

3. di posticipare la definizione delle proposte tariffarie, per l'anno termico 2007-2008, negli ambiti tariffari di Rionero in Vulture e Camposampiero, rispettivamente delle società ENEL Rete Gas S.p.A. e Ascopiave S.p.A., e nelle località Villafranca Sicula (Agrigento), Burgio (Agrigento), Capaci (Palermo) e Terravecchia (Cosenza) della società CPL Concordia S.c.r.l. a data successiva alla chiusura del procedimento avviato con deliberazione n. 220/07;

4. di approvare, per l'anno termico 2007-2008, le proposte tariffarie degli esercenti che gestiscono le località per le quali risultano negativi i valori della quota ammortamento e del capitale investito per effetto delle dismissioni effettuate, dei contributi percepiti o delle poste rettificative dichiarate, ponendo pari a zero tali valori e di portare in detrazione, nel calcolo del vincolo sui ricavi di distribuzione degli anni termici successivi, fino a completo esaurimento, il solo valore dei contributi o delle poste rettificative eccedente il valore, al netto di dismissioni e quota ammortamento, degli investimenti realizzati;

5. di prevedere che l'applicazione delle proposte tariffarie di cui ai precedenti punti decorra a partire dal 1° ottobre 2007;

6. di pubblicare la presente deliberazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, affinché entri in vigore dal giorno successivo a quello della pubblicazione.

Avverso il presente provvedimento, ai sensi dell'art. 2, comma 25, della legge 14 novembre 1995, n. 481, può essere proposto ricorso avanti al Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia, entro il termine di sessanta giorni dalla data di notifica dello stesso.

Milano, 15 ottobre 2007

Il Presidente: ORTIS

TABELLA 1

ID Titolare	Titolare
8	Edison D.G. S.p.A. (Selvazzano Dentro - Padova)
10	ASM Reti S.p.A. (Brescia)
23	Eurometano S.r.l. (Fiorenzuola d'Arda - Piacenza)
30	Metanfriuli S.r.l. (Udine)
35	Napoletana Gas S.p.A. (Napoli)
36	Metanosud Reti S.p.A. (Marcianise - Caserta)
45	Baiengas S.r.l. (Ascoli Piceno)
46	Gas S.p.A. - Gasdotti Azienda Siciliana (Palermo)
50	Erogasmet S.p.A. (Roncadelle - Brescia)
57	Edigas S.r.l. - Esercizio Distribuzione Gas (Cernusco sul Naviglio - Milano)
60	G.E.I. Gestione Energetica Impianti S.p.A. (Crema - Cremona)
63	Dora Gas 2 S.p.A. (Cremona)
79	Megas S.p.A. (Urbino - Pesaro)
80	Aquamet S.p.A. (Roma - Rm)
88	Italgas S.p.A. - Soc.Italiana Per Il Gas (Torino - To)
90	SOGAS S.p.A. (Asti - At)
92	SPIM S.p.A. - Servizi Pubblici Integrati Mogliano (Mogliano Veneto - Treviso)
93	Libarna Energie S.p.A. (Montebello Della Battaglia - Pavia)
94	MDG S.p.A. - Metanifera Di Gavirate (Gavirate - Varese)
95	Metanprogetti S.r.l. (Asti)
97	Metano Casalpusterlengo S.p.A. (Milano)
99	Metano Borgomanero S.p.A. (Milano)
102	Metano Sant'angelo Lodigiano S.p.A. (Milano)
115	Molteni S.p.A. (Roncadelle - Bresia)
120	Ages S.p.A. (Pero - Milano)
129	Montelupone Arcalgas S.r.l. (Montelupone - Macerata)
130	Thüga Laghi S.r.l. (Verbania)
134	AIR S.p.A. - Az.Intercomunale Rotaliana (Mezzolombardo - Trento)
136	Gestione Servizi Desio S.p.A. (Desio - Milano)
138	Sermas S.p.A. (Massarosa - Lucca)
139	Azienda Specializzata Settore Multiservizi S.p.A. (Tolentino - Macerata)
141	Sapigas S.r.l. (Cernusco Sul Naviglio - Milano)
146	Serenissima Gas S.p.A. (San Donà di Piave - Venezia)
147	Baiengas Centro S.r.l. (Ascoli Piceno)
150	Sime S.p.A. - Società Impianti Metano (Crema)
155	Thüga Orobica S.r.l. (Mantova)
161	Enel Rete Gas S.p.A. (Milano)
168	Covigas S.r.l. - Consorzio Val d'Illasi Gas (Tregnago - Verona)
213	Siciliana Gas S.p.A. (Palermo)
216	Somet S.r.l. (Costigliole d'Asti - Asti)
218	Sadori Reti S.r.l. (Senigallia - Ancona)
221	Tecnomontaggi S.p.A. (Milano)
231	Metanodotti Del Friuli S.r.l. (Tricesimo - Udine)
243	Sidigas S.p.A. Società Irpina Distribuzione Gas (Avellino)
249	SGR Reti S.p.A. (Rimini)
250	STECA S.p.A. (Monte Urano - Ascoli Piceno)
253	Veneta Gas S.p.A. (Pescantina - Verona)
254	Vergas S.r.l. (Capri Leone - Messina)
260	SGM Distribuzione Pavese S.r.l. (Milano)
269	Thüga Triveneto S.r.l. (Mira - Venezia)
281	BIM Gestione Servizi Pubblici S.p.A. (Belluno)
284	Sida Impianti S.p.A. (Isernia)
296	STI S.p.A. - Servizi Tecnologici Intercomunali (Aquileia - Udine)
305	Coingas S.p.A. (Arezzo - Ar)
306	A.M.Gas Azienda Municipale Gas S.p.A. (Bari)
308	HERA S.p.A. - Holding Energia Risorse Ambiente (Bologna)
310	Azienda Servizi Energetici Catania - ASEC (Catania)
313	GEA S.p.A. (Grosseto)
316	ACSM S.p.A. (Como)

ID Titolare	Titolare
322	AMGAS S.p.A. (Foggia)
334	ASA - Azienda Servizi Ambientali S.p.A. (Livorno)
336	GESAM S.p.A. (Lucca - Lu)
339	AIMAG S.p.A. (Mirandola - Mo)
341	AGAM - Ambiente Gas Acqua S.p.A. (Monza - Milano)
362	AMGA - Az. Multiservizi S.p.A. (Udine)
363	ASPEM S.p.A. (Varese)
364	Azienda Territoriale Energia Ambiente S.p.A. Vercelli (Vercelli)
367	AIM - Aziende Industriali Municipali Vicenza Gas S.p.A. (Vicenza)
369	ASM Voghera S.p.A. (Voghera - Pavia)
382	Comune di Alseno (Piacenza)
385	C.B.L. Distribuzione S.r.l. (Mede - Psvis)
418	INTESA S.p.A. - Telecomunicazioni Energia Servizi Acqua (Siena)
425	Società Distribuzione Gas e Servizi Monte Urano S.r.l. (Monte Urano - Ascoli Piceno)
428	Julia Rete S.r.l. (Giulianova - Teramo)
433	ACOS - Az. Consortile Acqua e Gas S.p.A. (Novi Ligure - Alessandria)
441	Isera S.r.l. (Isera - Trento)
498	Comune di Cortemaggiore (Piacenza)
511	ASPM Soresina Servizi S.p.A. (Soresina - Cremona)
525	Consiag Reti S.r.l. (Prato)
551	San Giorgio Distribuzione Servizi S.r.l. (Porto San Giorgio - Ascoli Piceno)
575	Fermo Asite S.r.l. (Fermo - Ascoli Piceno)
578	AMG Energia S.p.A. (Palermo)
579	Comune di Sona (Verona)
586	Padania Acque S.p.A. (Cremona)
599	Comune di Fiumefreddo di Sicilia (Catania)
601	A.S.GA - Azienda Servizi Gaggiano S.r.l. (Gaggiano - Milano)
609	Comune di Jelsi (Cmpobasso)
644	Comune di Pieve Santo Stefano (Arrezzo)
657	Comune di San Buono (Chieti)
660	Comune di San Giuliano di Puglia (Cmpobasso)
692	Energie Offida S.r.l. (Offida - Ascoli Piceno)
698	Multiservizi Lama S.r.l. (Castel Di Lama - Ascoli Piceno)
718	Idrogasmetano S.r.l. (Loreto - Ancona)
723	Soc. Italiana Gas Liquidi S.p.A. (Torriana - Rimini)
727	Protos S.r.l. (Torre San Patrizio - Ascoli Piceno)
742	Comune Di Nanto (Vicenza)
748	Calor Systems S.p.A. (Azzano San Paolo - Bergam)
749	Palagas Scrl (Fontevivo - Parma)
756	E.T. - Energia e Territorio - Servizi Tecnologici S.r.l. (Maiolati Spontini - Ancona)
757	SCM S.r.l. (Acquaviva delle Fonti - Bari)
759	CIS Gas S.r.l. (Portici - Napoli)
769	Verducci Distribuzione S.r.l. (Notaresco - Teramo)
780	Sogeim S.p.A. (Palazzolo Sull'oglio - Brescia)
785	Union Gas S.r.l. (Borgo Vercelli - Vercelli)
786	Gestioni Valdichiana S.p.A. (Montepulciano - Siena)
788	Lampogas Emiliana S.r.l. (Parma)
790	Distribuzione Gas Badano S.r.l. (Pietra Ligure - Savona)

ID Titolare	Titolare
799	Avisio Energia S.p.A. (Milano)
809	Agipgas Consorzio Sabina (Brescia)
814	Magigas S.p.A. (Montale - Pt)
821	Sorgea S.r.l. (Finale Emilia - Modena)
822	Alto Garda Servizi S.p.A. (Riva Del Garda - Trento)
825	Petrolcarbo S.r.l. (Lecco)
826	Prealpina Gas S.r.l. (Lodi)
827	Liquigas S.p.A. (Milano)
841	Powergas Distribuzione S.p.A. (Caserta)
842	Si(E)Nergia S.p.A. (Perugia)
843	Ge.S.Com. S.r.l. - Gestione Servizi Comunali (Bisaccia - Avellino)
853	Lunigas I.F. (Fosdinovo - Massa Carrara)
856	Lampogas Lombarda S.R.L. (Crosio Della Valle - Varese)
858	Tecnigas S.r.l. (Prevalle - Bresia)
902	Cnea Gestioni S.r.l. (Frosinone)
906	Melfi S.r.l. (Isernia)
908	Soc.Valnerina Servizi S.p.A. (Norcia - Perugia)
910	Ponte Servizi S.r.l. (Ponte San Pietro - Bergamo)
914	Cmv Servizi S.r.l. (Cento - Ferrara)
915	Metanalpi Valchisone S.r.l. (Torino)
918	Ultragas Cm S.p.A. (Roma)
924	Italmeco - Cons.Italiano Metano E Costruzioni (Parma)
950	ASSEM - Az.San Severino Marche S.p.A. (San Severino Marche - Macerata)
954	Butangas S.p.A. (Milano - Mi)
957	SES Reti S.p.A. Società Unipersonale (Copertino - Le)
961	SEAB S.p.A. (Bolzano - Bz)
962	Agragas S.p.A. (Palermo - Pa)
963	Irno Service S.p.A. (Solofra - Av)
964	Normanna Gas S.p.A. (Palermo - Pa)
965	Azienda Sondriense Multiservizi S.p.A. (Sondrio)
967	Compagnia Generale Metanodotti S.r.l. (Alseno - Piacenza)
969	Compagnia Italiana Zetagas S.r.l. (Pontedera - Pisa)
972	Alpigas S.r.l. (Aosta)
975	Co.Ri.Me S.r.l. - Compagnia Ricerche Metano (Ravenna)
977	Totalgaz Italia S.r.l. (Roma)
986	Apricena Metano S.r.l. (Manfredonia - Foggia)
993	Soc. San Donnino Multiservizi S.r.l. (Fidenza - Parma)
995	AES S.p.A. - Az.Energia E Servizi (Torino)
997	Azienda Servizi Territoriali S.p.A. (Travagliato - Brescia)
1008	Soelia S.p.A. (Argenta - Ferrara
1009	So.L.E.A. S.r.l. (Sospiro - Cremona)
1014	Sardinya Gas S.p.A. (Oristano)
1019	Tecniconsul Costruzioni E Gestioni S.r.l. (Reggio nell'Emilia - Reggio Emilia)
1022	Valle Camonica Servizi S.p.A. (Darfo Boario Terme - Brescia)
1024	Salso Servizi S.p.A. (Salsomaggiore Terme - Parma)
1032	B.B.S. S.r.l. - Bassa Bresciana Servizi (Manerbio - Brescia)
1035	Cristoforetti Servizi Energia S.r.l. (Lavis - Trento)
1037	Server S.r.l. (Verolanuova - Brescia)
1040	Italcogim Reti S.p.A. (Milano)
1043	Cnea Sud S.r.l. (Gavirate - Varese)

ID Titolare	Titolare
1049	Autogas Nord Veneto Emiliana S.r.l. (Marcaria - Mantova)
1050	Cast S.r.l. (Castelcovati - Brescia)
1056	Multiservizi Azzanese S.U. A R.L. (Azzano Decimo - Pordenone)
1057	C.E.A. - Cerro Energia e Ambiente (Cerro Maggiore - Milano)
1064	Erre.Gas S.r.l. (Concordia Sulla Secchia - Modena)
1078	Società Intercomunale Gas S.p.A. (Penne - Pesaro)
1089	Az. Servizi Municipalizzati Bressanone S.p.A. (Bressanone - Bolzano)
1097	Sangro Gas S.r.l. (Quadri - Ch)
1106	Atac Civitanova S.p.A. (Civitanova Marche - Macerata)
1107	Gorgonzola Servizi Integrati S.r.l. (Gorgonzola - Milano)
1119	Ultragas Tirrena S.p.A. (Oristano - Or)
1144	Pollino Gestione Impianti S.r.l. (Castrovillari - Cosenza)
1149	Apes S.r.l. (Pandino - Cremona)
1154	Bagnolo Mella Servizi S.p.A. (Bagnolo Mella - Brescia)
1157	Novenergia S.r.l. (Nove - Vicena)
1159	Busseto Servizi S.r.l. (Busseto - Parma)
1165	Casirate Gas S.r.l. - Distribuzione Gas Metano (Costa Volpino - Bergamo)
1169	Astea S.p.A. (Recanati - Macerata)
1178	Servizi Distribuzione S.r.l. (Spinetoli - Ascoli Piceno)
1180	Trescore Infrastrutture S.r.l. (Trescore Balneario - Bergamo)
1182	Acegas-Aps S.p.A. (Trieste)
1184	ASMT Servizi Industriali S.p.A. (Tortona - Alessandria)
1188	Ambiente Energia Brianza Distribuzione S.p.A. (Seregno - Milano)
1194	Energas S.p.A. (L'aquila)
1198	Enam S.p.A. (Pomigliano d'Arco - Napoli)
1202	Unigas Distribuzione S.r.l. (Orio Al Serio - Bergamo)
1231	Azienda Energetica S.P.A. Etschwerke Ag (Bolzano)
1507	Mediterranea Energia Ambiente S.p.A. (Bologna)
1509	Portocannone Gas S.r.l. (Campobasso)
1511	Cea S.r.l. Distribuzione Gas (Cerchio - Aquila)
1512	Servizi Territoriali Est Trentino S.p.A. (Pergine Valsugana - Trento)
1514	A.S.T.E.A. Multiservizi (Lavello - Potenza)
1515	Gritti Gas Rete S.r.l. (Lodi)
1516	Marigliano Gas S.r.l. (Concordia sulla Secchia - Modena)
1521	Uniservizi S.p.A. (San Bonifacio - Verona)
1522	Monti Azzurri Servizi Tecnologici S.r.l. (San Ginesio - Macerata)
1523	Bitrigas S.r.l. (Biccari - Foggia)
1524	Piceno Gas Distribuzione S.r.l. (Ascoli Piceno)
1528	Publireti S.r.l. (Atessa - Chieti)
1532	Quattropetroli S.p.A. (Montecatini Terme - Pistoia)
1533	Bria S.p.A. (Lissone - Milano)
1534	Salerno Energia Distribuzione S.r.l. (Salerno)
1535	Ascopiave S.p.A. (Pieve di Soligo - Treviso)
1536	Gas Plus Reti S.r.l. (Milano)
1537	Co.Service S.r.l. (Corfinio - Aquila)
1539	Consorzio Simegas (Cefalù - Palermo)
1546	Acam Gas S.p.A. (La Spezia)
1549	Adda Gestione Energie S.p.A. (Lecco)
1550	Geap S.p.A. (Milano)
1554	Veneto Distribuzione S.p.A. (Monselice - Padova)
1555	Marsia Distribuzione Gas S.r.l. (Aielli - Aquila)
1556	Carecina Gas S.r.l. (Torricella Peligna - Chieti)
1557	Unigas S.r.l. (Giulianova - Teramo)
1561	Vus Gpl S.r.l. (Foligno - Perugia)
1562	Giudicarie Gas S.p.A. (Tione di Trento - Trento)
1563	Sarda Reti Gas S.r.l. (Cagliari)
1565	Azienda Industriali Municipali Vicenza S.p.A. (Vicenza)
1566	Sato S.r.l. (Ascoli Piceno)
1568	CIS S.r.l. Soc. Unipersonale (Montale - Pistoia)
1570	Scoppito Servizi S.r.l. (Scoppito - Aquila)
1574	Asm Distribuzione Gas S.r.l. (Rovigo)
1575	Natural Gas S.r.l. (Milano)
1577	Ba.Se. S.r.l. (Forlì)
1578	Multiservizi S.B. S.r.l. (San Bonifacio - Verona)
1579	Garda Uno S.p.A. (Padenghe sul Garda - Breascia)
1583	Fiorenzuola Patrimonio S.r.l. (Fiorenzuola d'Arda - Piacenza)
1590	Calolzio Gas S.r.l. (Calolziocorte - Lecco)
1592	Prealpi Gas S.r.l. (Busto Arsizio - Vareswe)
1593	Citigas Società Cooperativa S.p.A. (Giulianova - Tereramo)
1595	AEMME Linea Distribuzione S.r.l. (Legnano - Milano)
1596	Toscana Energia S.p.A. (Pisa)
1600	Rete Morenica S.r.l. - Distribuzione Gas Metano (Villafranca di Verona - Verona)
1603	Umbria Distribuzione Gas S.p.A. (Terni)

DELIBERAZIONE 29 ottobre 2007.

Determinazione dei costi fissi medi unitari ai fini della definizione della rendita idroelettrica per la società AGSM Verona S.p.A., ai sensi dell'articolo 35, comma 35.4, della deliberazione n. 228/01. (Deliberazione n. 274/07).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 29 ottobre 2007;

Visti:

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 come successivamente modificato e integrato;

il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica, 26 gennaio 2000, come successivamente modificato ed integrato (di seguito: decreto 26 gennaio 2000);

la legge 17 aprile 2003, n. 83 (di seguito: legge n. 83/03);

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 11 maggio 1999, n. 61/1999 (di seguito: deliberazione n. 61/99);

la deliberazione dell'Autorità 20 dicembre 2000, n. 232/2000 (di seguito: deliberazione n. 232/00);

l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 ottobre 2001, n. 228/2001 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: Testo integrato);

la deliberazione dell'Autorità 21 dicembre 2001, n. 310/2001 (di seguito: deliberazione n. 310/01);

la deliberazione dell'Autorità 27 aprile 2005, n. 73/05.

Visti:

la lettera della società AGSM Verona S.p.A. del 23 marzo 2001, protocollo Autorità n. 5417, del 26 marzo 2001 (di seguito: lettera del 23 marzo 2001);

la nota dell'Autorità alla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa) del 23 maggio 2003, prot. PB/M03/1444/ea;

la nota dell'Autorità alla Cassa del 25 giugno 2003, prot. PB/M03/1830/ea;

la comunicazione della Cassa del 23 ottobre 2003, protocollo Autorità n. 28360, del 28 ottobre 2003;

la comunicazione dell'Autorità alla società AGSM Verona S.p.A. del 15 febbraio 2007, prot. GB/M07/683/ELT/MRT/mc (di seguito: comunicazione dell'Autorità del 15 febbraio 2007);

la lettera della società AGSM Verona S.p.A del 14 giugno 2007, protocollo Autorità n. 014778, del 18 giugno 2007 (di seguito: lettera del 14 giugno 2007).

Considerato che:

l'art. 2, comma 1, lettera *b)* del decreto 26 gennaio 2000 ha incluso, tra gli oneri generali afferenti il sistema elettrico, la compensazione della maggiore valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici che, alla data del 19 febbraio 1997, erano di proprietà o nella disponibilità delle imprese produttrici-distributrici (di seguito: rendita idroelettrica) prevedendo che, al fine di compensare anche solo parzialmente gli altri oneri generali di sistema, i titolari di unità di produzione idroelettriche e geotermoelettriche siano obbligati a versare una parte della maggior valorizzazione ottenuta da tali unità in seguito alla liberalizzazione del settore elettrico;

l'art. 35, comma 35.2 del Testo integrato ha definito le modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica;

l'art. 35, comma 35.5 del Testo integrato prevede che, in deroga alle modalità generali per la determinazione della rendita idroelettrica di cui al precedente alinea, con riferimento a specifici impianti il soggetto giuridico che ne ha la disponibilità ha facoltà di richiedere la rideterminazione della rendita idroelettrica, presentando apposita domanda;

la domanda di rideterminazione di cui al precedente alinea deve contenere, tra le altre, informazioni relative agli anni dal 1997 al 1999 relativamente al livello dei costi operativi diretti dell'impianto, ivi inclusi gli ammortamenti calcolati sulla base delle aliquote economico tecniche, e al livello del valore netto contabile dell'impianto;

l'art. 35, comma 35.6 del Testo integrato stabilisce che, ai fini della rideterminazione della rendita idroelettrica, l'Autorità determina i costi fissi medi unitari dell'impianto tenendo conto dei costi operativi diretti dell'impianto, di una remunerazione del capitale investito calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto e di una quota di costi comuni attribuibili all'impianto, espressa in termini percentuali rispetto al livello dei costi operativi diretti;

la legge n. 83/03 ha modificato il decreto 26 gennaio 2006 prevedendo il venire meno dell'applicazione della rendita idroelettrica a decorrere dal 1° gennaio 2002 e, conseguentemente, la determinazione dei costi fissi medi unitari di cui al precedente alinea deve riferirsi esclusivamente all'unico anno di applicazione della metodologia sopra evidenziata, ovvero l'anno 2001;

la determinazione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato libero per l'anno 2001 di cui alla deliberazione n. 73/05 ai fini della quantificazione della maggior valorizzazione dell'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici;

la previsione sul calcolo della rendita idroelettrica di cui alla legge n. 83/03, la definizione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso destinata al mercato libero per l'anno 2001 di cui alla deliberazione n. 73/05 nonché le decisioni del Consiglio di Stato n. 5257/02, 6361/05, 5258/02, 6362/05 e 6173/05 hanno fatto venire meno gli elementi di incertezza pre-esistenti in tema di quantificazione definitiva della rendita idroelettrica e hanno, di conseguenza, reso possibile la rideterminazione della rendita idroelettrica per i soggetti che ne hanno fatto richiesta.

Considerato, inoltre, che:

con lettera del 23 marzo 2001 la società AGSM Verona S.p.A. ha fatto richiesta di rideterminazione della rendita idroelettrica con riferimento alla centrale idroelettrica di Tombetta, allegando a tale lettera la documentazione necessaria ai fini della medesima rideterminazione;

con comunicazione dell'Autorità del 15 febbraio 2007 sono state richieste ulteriori informazioni al fine di verificare i dati riportati nella richiesta di rideterminazione nonché di integrarli con ulteriori dati, utili alla definizione della quota dei costi comuni attribuibili a ciascun impianto;

con lettera del 14 giugno 2007 la società AGSM Verona S.p.A. ha inviato all'Autorità l'ulteriore documentazione richiesta con comunicazione di cui al precedente alinea;

dall'analisi della documentazione emerge che l'impianto oggetto di rideterminazione è di proprietà del Consorzio Canale Industriale Giulio Camuzzoni di cui la società AGSM Verona S.p.A detiene dal 1° gennaio 1999 una quota pari al 75,00126%.

Ritenuto che:

i costi operativi diretti dell'impianto debbano corrispondere ai costi afferenti la gestione industriale ed operativa dell'impresa, tipicamente costituiti da costi materiali, per servizi e altre risorse esterne, manodopera e ammortamenti, di diretta imputazione contabile all'oggetto di riferimento;

la diretta imputazione contabile all'impianto di produzione oggetto della richiesta di rideterminazione debba essere desunta attraverso un sistema di contabilità industriale che preveda l'utilizzo di opportuni oggetti contabili (centri di costo, ordini interni, ecc.) che permettano l'imputazione specifica ed univoca dei costi di natura operativa agli impianti oggetto di domanda e che sia opportuna la presenza di adeguate evidenze circa l'attendibilità di tale sistema nonché di un riscontro circa la quadratura dei costi di contabilità industriale con la contabilità generale utilizzata ai fini del bilancio di esercizio;

sia opportuno che i costi operativi diretti riportati nella richiesta di rideterminazione siano confrontati con i costi operativi diretti degli anni successivi e con quelli risultanti da uno o più anni, in particolare con quelli del 2001, dai conti annuali separati redatti secondo le modalità previste dalle deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01;

sia necessario definire un meccanismo di aggiornamento del livello dei costi operativi diretti dell'impianto al fine di riportare i livelli determinati sulla base dei costi relativi agli anni dal 1997 al 1999 all'anno 2001, prevedendo che il livello dei costi operativi diretti di ciascun anno considerato sia aggiornato applicando, per il periodo trascorso tra l'anno al quale i dati si riferiscono e l'anno 2001, il tasso di variazione medio annuo dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati riferito ai dodici mesi precedenti ed un tasso di riduzione annuale dei costi pari al 4%;

il tasso di remunerazione del capitale investito, calcolato sulla base del valore netto contabile dell'impianto, debba essere fissato pari ad un livello del 7.9%, coerentemente con il tasso di rendimento del capitale investito netto utilizzato dall'Autorità ai fini della determinazione del livello del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso con riferimento al periodo antecedente alla operatività del sistema delle offerte;

sia opportuno determinare la quota dei costi comuni attribuibile a ciascun impianto come incidenza media per gli anni dal 2000 al 2003 dei costi operativi dei servizi comuni, al netto di qualsiasi componente di natura finanziaria, fiscale e straordinaria, sui costi operativi dell'attività di produzione elettrica risultanti dai conti annuali separati redatti secondo le deliberazioni n. 61/99 e n. 310/01 prima dell'imputazione di quelli relativi ai servizi comuni e alle funzioni operative condivise;

nel caso della società AGSM Verona S.p.A. poiché l'unica attività del Consorzio che possiede l'impianto di Tombetta è riferibile all'impianto medesimo, il livello dei costi operativi diretti e il capitale investito netto sono desumibili dai bilanci e dai libri cespiti del Consorzio stesso e non esiste alcun costo indiretto da attribuire;

il livello dei costi fissi medi unitari sia calcolato dalla Cassa sulla base delle informazioni circa la quantità di energia elettrica prodotta dagli impianti oggetto di rideterminazione nell'anno 2001 utilizzate dalla medesima Cassa ai fini della determinazione della rendita idroelettrica a titolo di acconto per la società AGSM Verona S.p.A.;

Delibera:

Art. 1.

1. Di determinare il livello dei costi fissi dell'impianto di Tombetta pari a 1,52 milioni di euro;

2. Di disporre che la Cassa provveda alla determinazione del livello dei costi fissi medi unitari di cui all'art. 35, comma 35.6 del Testo integrato come rapporto tra il livello dei costi fissi di cui al precedente alinea e la quantità di energia elettrica prodotta da ciascun impianto nell'anno 2001;

3. Di pubblicare la presente deliberazione nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dal momento della sua pubblicazione;

4. Di comunicare il presente provvedimento, mediante plico raccomandato con avviso di ricevimento, alla società AGSM Verona S.p.A..

Milano, 29 ottobre 2007

Il presidente: Ortis

DELIBERAZIONE 31 ottobre 2007.

Disposizioni in materia di contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 settembre 2007. (Deliberazione n. 277/07).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 31 ottobre 2007;

Visti:

la legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95);

il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 (di seguito: decreto legislativo n. 164/00);

il decreto del Ministro delle attività produttive 20 gennaio 2006 (di seguito: decreto 20 gennaio 2006);

il decreto del Ministro dello sviluppo economico (di seguito: il Ministro) 18 dicembre 2006 di aggiornamento della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale in caso di eventi climatici sfavorevoli (di seguito: procedura di emergenza);

il decreto del Ministro 11 settembre 2007, recante obbligo di contribuire al contenimento dei consumi di gas (di seguito: decreto 11 settembre 2007);

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 29 luglio 2005, n. 166/05 (di seguito: deliberazione n. 166/05);

la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/2005 (di seguito: deliberazione n. 297/05);

la deliberazione dell'Autorità 25 giugno 2007, n. 144/2007 (di seguito: deliberazione n. 144/07);

la nota del Ministero dello sviluppo economico, Direzione generale energia e risorse minerarie, in data 22 ottobre 2007, ricevuta dall'Autorità in data 23 ottobre 2007 (prot. n. 28761), con la quale è stato richiesto parere all'Autorità in merito ad uno schema di decreto di aggiornamento della procedura di emergenza ed è stato segnalato che lo stesso schema di decreto stabilisce la proroga al 30 novembre 2007 del termine del 30 ottobre 2007 di cui agli articoli 7, comma 1, ed 8, comma 4, del decreto 11 settembre 2007.

Considerato che:

con il decreto 11 settembre 2007 il Ministro ha previsto che tutti i clienti finali sono obbligati a contribuire al contenimento dei consumi di gas naturale, alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi, e gli altri esclusivamente attraverso il versamento di un corrispettivo; in particolare il decreto 11 settembre 2007:

individua i clienti finali che hanno l'obbligo di ridurre i propri consumi a seguito di richiesta del Ministero dello sviluppo economico e prevede un sistema di premi e penali diretto a tali clienti il cui saldo netto è alimentato da corrispettivi applicati a tutti i clienti finali;

prevede che i clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi, nonché altri clienti finali aventi determinate caratteristiche indicate nel medesimo decreto, hanno la facoltà di assumere l'impegno alla riduzione dei consumi in via prioritaria rispetto alla generalità dei clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi, nell'ambito della cosiddetta prima linea di intervento;

al fine di promuovere l'adesione alla prima linea di intervento prevede il riconoscimento di premi più elevati ai clienti finali che aderiscono alla prima linea di intervento rispetto ai rimanenti clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi;

prevede che l'importo unitario dei premi sia crescente con il livello di gravità del deficit di copertura del fabbisogno dei consumi di gas;

prevede che le imprese di vendita possano procedere ad aggregare i clienti che aderiscono alla prima linea di intervento al fine di totalizzare i contributi di clienti diversi sia nello stesso intervallo temporale, sia su periodi temporali differenti e che in tal caso la stessa impresa è responsabile del risultato globale del contenimento dei consumi dei clienti aggregati e beneficia di incentivi quale compenso per la relativa attività di promozione e gestione;

l'art. 6 del decreto 11 settembre 2007 prevede che l'Autorità relativamente all'anno termico 2007/2008 definisca:

i corrispettivi, i premi, le penali e gli incentivi sopra richiamati;

le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;

le modalità di modifica, ed eventualmente di recesso, dai contratti di fornitura da parte dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi di gas;

con l'art. 4 dell'Allegato A, della deliberazione n. 144/07 l'Autorità ha disciplinato il diritto di recesso dai contratti di fornitura e i relativi termini di preavviso prevedendo che, fatto salvo un diverso ed espresso accordo tra le parti, il contratto proposto ad un cliente finale con consumi superiori ai 200.000 Smc di gas all'anno contiene una clausola di recesso ed un termine di preavviso, esercitabile in qualsiasi momento, non superiore a tre mesi per i contratti di durata annuale e non superiore a sei mesi per i contratti di durata pluriennale o superiore all'anno.

Ritenuto che:

sia urgente dare attuazione a quanto previsto dal decreto 11 settembre 2007 prevedendo:

la definizione, con decorrenza dal prossimo aggiornamento delle condizioni di fornitura del gas naturale, di un corrispettivo a titolo di maggiorazione del corrispettivo unitario variabile della tariffa di trasporto applicato all'energia associata al gas immesso nella rete a carico di tutti gli utenti del trasporto;

che l'importo del corrispettivo addizionale di cui al precedente alinea sia definito con successivo provvedimento previa verifica delle effettive disponibilità presenti nel fondo istituito con la deliberazione n. 297/05;

ai fini della remunerazione dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi nell'ambito della citata prima linea di intervento, un premio fisso da applicare all'impegno assunto per l'anno termico 2007/2008 di riduzione giornaliera ed un premio variabile in funzione della riduzione effettuata;

al fine di massimizzare la partecipazione alla suddetta prima linea, due combinazioni alternative di premio fisso e variabile, commisurate al differenziale di costo di combustibili alternativi e alla riduzione ipotizzabile del margine operativo dei clienti finali conseguenti al contenimento dei consumi di gas, selezionabili dal cliente finale sulla base di proprie valutazioni e convenienze e determinate tenendo conto del corrispettivo di cui al primo alinea;

anche al fine di incentivare l'adesione alla prima linea di intervento, un premio da riconoscere ai clienti finali soggetti all'obbligo di riduzione dei consumi che non vi aderiscono significativamente ridotto rispetto al premio riconosciuto ai clienti finali che vi aderiscono;

incentivi, a favore delle imprese di vendita che assumono la responsabilità del contenimento dei consumi aggregando le disponibilità di propri clienti finali, commisurati ai costi presumibilmente sostenuti dalle stesse imprese;

sia necessario avvalersi della Cassa conguaglio del settore elettrico ai fini della gestione dei flussi finanziari derivanti dall'applicazione delle disposizioni del decreto 11 settembre 2007;

sia necessario, fermo restando quanto stabilito con la deliberazione n. 144/07 prevedere in via transitoria ed urgente la possibilità di recedere dai contratti di fornitura sottoscritti alla data di entrata in vigore del decreto 11 settembre 2007, al solo fine di sottoscrivere contratti di fornitura di gas naturale che prevedono l'adesione al contenimento dei consumi tramite l'impresa di vendita, per i clienti finali che ne hanno i requisiti individuati dal medesimo decreto;

sia altresì necessario prevedere un termine ed un congruo preavviso per l'esercizio della facoltà di cui al precedente alinea, in coerenza con le tempistiche per l'adesione al contenimento dei consumi previsti dal decreto 11 settembre 2007;

Delibera:

Art. 1.

Oggetto e ambito di applicazione

1.1 Il presente provvedimento definisce, per l'anno termico 2007/08, ai sensi dell'art. 6 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 settembre 2007:

a) i corrispettivi applicati a tutti i clienti finali per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;

b) i premi riconosciuti ai clienti finali che partecipano a titolo effettivo al contenimento dei consumi di gas e le penali applicate agli stessi clienti finali in caso di inadempienza;

c) i compensi riconosciuti alle imprese di vendita per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi tramite la medesima impresa di vendita;

d) le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;

e) le modalità di modifica, ed eventualmente di recesso, dai contratti di fornitura da parte dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi di gas.

Art. 2.

Definizioni

2.1 Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'art. 2 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e le seguenti definizioni:

a) Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

b) Cassa è la Cassa conguaglio per il settore elettrico;

c) clienti aderenti sono i clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi individuati all'art. 3, comma 3, lettere *a)* e *b)* del decreto;

d) clienti aderenti individualmente sono i clienti aderenti individuati all'art. 3, comma 3, lettera *a)* del decreto;

e) clienti aderenti in forma congiunta sono i clienti aderenti individuati all'art. 3, comma 3, lettera *b)* del decreto;

f) clienti obbligati non aderenti sono i clienti finali individuati all'art. 3, comma 3, lettera *c)* del decreto;

g) decreto è il decreto del Ministro dello sviluppo economico 11 settembre 2007 pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* n. 226 del 28 settembre 2007;

h) Fondo è il fondo per la promozione dell'interrompibilità del sistema gas istituito presso la Cassa con la deliberazione dell'Autorità 29 dicembre 2005, n. 297/05;

i) livello di gravità 1, 2, e 3 sono i tre livelli di gravità del deficit individuati rispettivamente all'art. 4, comma 1, lettere *a)*, *b)* e *c)* del decreto;

j) responsabile del contenimento è il cliente aderente individualmente o l'impresa di vendita relativamente all'impegno complessivo alla riduzione dei consumi assunto dai propri clienti aderenti in forma congiunta.

Art. 3.

Corrispettivi per la contribuzione a titolo oneroso al contenimento dei consumi di gas

3.1 Con decorrenza 1° gennaio 2008, è istituito un corrispettivo unitario variabile CV^I, come maggiorazione al corrispettivo unitario variabile CV di cui alla deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005 n. 166/2005 (di seguito: deliberazione n. 166/05), il cui valore è determinato con successivo provvedimento.

3.2 Le imprese di trasporto versano il gettito delle maggiorazioni dei corrispettivi di cui al comma precedente al Fondo entro sessanta giorni dalla fine di ciascun mese di applicazione delle maggiorazioni.

3.3 Le imprese di trasporto trasmettono alla Cassa entro il termine di cui al comma 3.2, i dati relativi all'ammontare derivante dall'applicazione delle maggiorazioni di cui al comma 3.1, con indicazione dei periodi di competenza, dei corrispettivi unitari di trasporto applicati e dell'energia associata al gas immesso in rete.

Art. 4.

Condizioni di adesione al contenimento dei consumi

4.1 Il responsabile del contenimento sceglie le proprie condizioni di adesione al contenimento dei consumi fra quelle individuate come opzione A e opzione B nell'Allegato A al presente provvedimento.

4.2 L'impresa di vendita comunica l'esito della scelta effettuata dai propri clienti aderenti individualmente, nonché dalla medesima impresa ove responsabile del contenimento, all'impresa maggiore di trasporto unitamente alla trasmissione delle liste di cui all'art. 7, comma 1, del decreto con le modalità indicate al medesimo articolo.

4.3 In caso di attivazione della seconda linea di intervento, ai sensi dell'art. 5, comma 2, del decreto, ai clienti obbligati non aderenti si applicano le condizioni individuate come opzione C nell'Allegato A al presente provvedimento.

Art. 5.

Compensi per le imprese di vendita

5.1 A titolo di compenso per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali aderenti in forma congiunta, all'impresa di vendita è riconosciuto un incentivo pari a 0,4 euro per ogni Smc/g di disponibilità per l'anno termico 2007/2008 per il quale l'impresa di vendita aderisce al contenimento dei consumi, secondo le modalità stabilite all'art. 3, comma 7, del decreto.

Art. 6.

Modalità di versamento delle penali e di erogazione dei premi e degli incentivi

6.1 A decorrere dal mese di febbraio 2008 la Cassa riconosce alle imprese di vendita in dodici mensilità a valere sul fondo un importo pari alla somma dei premi fissi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A del presente provvedimento e dei compensi di cui all'art. 5. A tal fine l'impresa maggiore di trasporto entro trenta giorni dalla ricezione delle liste di cui all'art. 7, comma 1, del decreto trasmette alla Cassa le informazioni necessarie.

6.2 A seguito della verifica a consuntivo di cui all'art. 5, commi 3 e 4, del decreto, ovvero entro il 30 ottobre 2008 nel caso in cui non sia stata richiesta nel corso dell'anno termico 2007/2008 la riduzione dei consumi, l'impresa maggiore di trasporto trasmette alla Cassa le seguenti informazioni aggregate per impresa di vendita:

a) importo dei premi riconosciuti in caso di richiesta di riduzione di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A di competenza di ciascun cliente aderente individualmente;

b) importo dei premi riconosciuti in caso di richiesta di riduzione di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'allegato A di competenza dell'impresa di vendita in qualità di responsabile del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta;

c) importo dei premi riconosciuti in caso di richiesta di riduzione di cui all'opzione C delle condizioni riportate all'Allegato A di competenza di ciascun cliente obbligato non aderente;

d) importo delle penali di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovute da ciascun cliente aderente individualmente;

e) importo delle penali di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovute dall'impresa di vendita in qualità di responsabile del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta;

f) importo delle penali di cui all'opzione C delle condizioni riportate all'Allegato A dovute da ciascun cliente obbligato non aderente;

g) importo dei rimborsi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovuti da ciascun cliente finale aderente individualmente;

h) importo dei rimborsi di cui alle opzioni A e B delle condizioni di adesione riportate all'Allegato A dovuti dall'impresa di vendita in qualità di responsabile del contenimento dei propri clienti aderenti in forma congiunta.

6.3 Entro lo stesso termine di cui al comma 6.2, l'impresa di trasporto, trasmette le informazioni ivi indicate alle imprese di vendita e ai clienti aderenti individualmente e obbligati non aderenti, limitatamente alle parti riguardanti il destinatario.

6.4 A decorrere dal secondo mese successivo alla ricezione delle informazioni di cui al comma 6.2, la Cassa riconosce, a valere sul Fondo, in dodici mensilità, all'impresa di vendita un importo pari alla differenza se positiva fra:

a) la somma degli importi di cui alle lettere *a)*, *b)* e *c)* del comma 6.2;

e

b) la somma degli importi di cui alle lettera *d)*, *e)*, *f)*, *g)*, *e)* ed *h)* di cui al comma 6.2.

6.5 A decorrere dal secondo mese successivo alla ricezione delle informazioni di cui al comma 6.2, l'impresa di vendita versa nel Fondo, in dodici mensilità, un importo pari alla differenza se positiva fra la somma di cui alla lettera *b)* del comma 6.4, e la somma di cui alla lettera *a)* del comma 6.4.

Art. 7.

Obblighi informativi in capo alle imprese di distribuzione

7.1 Le imprese di distribuzione del gas naturale rendono disponibile alle imprese di vendita che ne facciano richiesta a condizioni non discriminatorie l'elenco dei punti di riconsegna dalle medesime gestite caratterizzati da rilevazione (o registrazione) giornaliera dei prelievi.

Art. 8.

Modalità di modifica, ed eventualmente di recesso, dai contratti di fornitura da parte dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi di gas

8.1 In deroga alle disposizioni di cui all'art. 4, comma 4, dell'Allegato A della deliberazione 25 giugno 2007, n. 144/07, i clienti finali caratterizzati da rilevazione (o registrazione) giornaliera dei prelievi, hanno la facoltà di recedere dai contratti di fornitura sottoscritti alla data di entrata in vigore del decreto unicamente al fine di sottoscrivere contratti di fornitura di gas naturale che prevedono l'adesione al contenimento dei consumi tramite l'impresa di vendita secondo le modalità di cui all'art. 3, comma 7, del decreto.

8.2 Il recesso di cui al comma precedente può essere esercitato entro il 30 novembre 2007, con un preavviso non inferiore a cinque giorni lavorativi.

Art. 9.

Modifiche alla deliberazione 29 luglio 2005, n. 166/05

9.1 I commi 10.2, 10.3 e 10.4 della deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005 n. 166/05 sono abrogati con effetto dall'inizio dell'anno termico 2007-2008.

Art. 10.

Disposizioni finali

10.1 La deliberazione dell'Autorità 29 luglio 2005, n. 166/2005 è pubblicata sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) come risultante dalle rettifiche apportate con il presente provvedimento.

10.2 Il presente provvedimento è pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 31 ottobre 2007

Il presidente: ORTIS

ALLEGATO A

Condizioni di adesione al contenimento dei consumi - Opzioni A e B

Art. 1.

Convenzioni

Ai fini delle presenti condizioni si utilizzano le seguenti convenzioni:

d indica l'impegno di riduzione dei consumi assunto dal responsabile del contenimento espresso in Smc/g per l'anno termico 2007/2008;

r_i indica la riduzione dei consumi richiesta nel giorno i espressa in Smc;

e_i indica la riduzione dei consumi effettuata nel giorno i dal responsabile del contenimento espressa in Smc e determinata con la verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del decreto;

s_i indica l'incremento dei consumi effettuato nel giorno i dal responsabile del contenimento espresso in Smc rispetto alla base di verifica assunta per la verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del decreto;

m_i indica con riferimento a ciascun giorno i il minore fra i valori assunti da d ed e_i nel medesimo giorno i, espresso in Smc.

Art. 2.

Premio fisso per l'impegno a ridurre i consumi

A fronte dell'impegno alla partecipazione a titolo effettivo alla riduzione dei consumi, il responsabile del contenimento, riceve un importo pari a:

$F = f \cdot d$

ove:

f è pari a:

3 euro/Smc/g per l'opzione A;

0,1 euro/Smc/g per l'opzione B.

Art. 3.

Premio riconosciuto in caso di richiesta di riduzione

In caso di richiesta di riduzione dei consumi secondo le modalità definite nel decreto, ed a seguito della verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto al responsabile del contenimento è riconosciuto un importo pari a:

$$V = v_c \cdot R_C + \sum_{i=1}^{n} v_{Bk} \cdot R_{Ak}$$

dove:

v_{Bk} è pari, per ogni *k-esima* settimana per la quale è stata richiesta la riduzione, a: $v_{Bk} = v_B + 0,2 \cdot v_B \cdot (k-1)$ è v_B individuato nella seguente tabella con riferimento all'opzione scelta ed al livello di gravità:

Livello di gravità	V_B [Euro/Smc]	
	Opzione A	Opzione B
1	0,72	1,62
2	0,80	1,80
3	0,88	1,98

v_C è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	V_C [Euro/Smc]
1	0,72
2	0,80
3	0,88

R_{Ak} è pari, per ciascun settimana k per la quale è stata richiesta la riduzione dei consumi, alla somma di m_i estesa a tutti i giorni i, della medesima settimana, per i quali è stata richiesta la riduzione dei consumi;

R_C è pari alla somma della differenza fra e_i ed m_i, estesa a tutti i giorni i per i quali è stata richiesta la riduzione dei consumi;

n è il numero di settimane, o frazioni delle stesse, relativamente alle quali è stata richiesta la riduzione dei consumi.

Art. 4.

Penali per inadempienza

In caso di richiesta di riduzione dei consumi secondo le modalità definite nel decreto, ed a seguito della verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari a:

$$P = Pc \cdot B + \sum_{i=1}^{n} P1k \cdot Ak$$

dove:

P_{1k} è pari, per ogni $k - esima$ settimana per la quale è stata richiesta la riduzione, a $P_{1k} = P_1 + 0,2 \cdot P1 \cdot (k-1)$ e P_1 è individuato nella seguente tabella con riferimento all'opzione scelta ed al livello di gravità:

Livello di gravità	P_1 [Euro/Smc]	
	Opzione A	Opzione B
1	2,99	3,20
2	3,32	3,55
3	3,65	3,91

P_c è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	P_c [Euro/Smc]
1	4,08
2	4,53
3	4,99

A_k è pari, per ciascun settimana k per la quale è stata richiesta la riduzione, alla somma, estesa a tutti i giorni i della medesima settimana per i quali è stata richiesta la riduzione dei consumi, del termine a_i determinato come segue:

$a_i = 0$; se $e_i \geq r_i$;

$a_i = r_i - e_i$ se $e_i < r_i$ e $d \geq r_i$;

$a_i = d - e_i$ se $e_i < d$ e $d < r_i$.

B è pari alla somma, estesa a tutti i giorni i per i quali è stata richiesta la riduzione dei consumi, della somma fra s_i ed il termine b_i determinato come segue:

$b_i = o$ se $e_i \geq r_i$ ovvero se $d \geq r_i$;

$b_i = r_i - e_i$ se $e_i < r_i$ e $e_i \geq d$;

$b_i = r_i - d$ se $d < r_i$ e $e_i < d$.

Art. 5.

Rimborsi

Qualora la differenza fra l'impegno di riduzione dei consumi d assunto dal responsabile del contenimento e:

a) i prelevi medi dei trenta giorni che precedono la data di individuazione del contenimento necessario assunti quale base di verifica ai sensi dell'art. 5, comma 4, del decreto, nel caso di richiesta di contenimento; ovvero

b) il minimo valore dei prelievi medi in trenta giorni nel periodo compreso fra il 1° gennaio 2008 ed il 31 marzo 2008 calcolato con le medesime modalità previste dall'art. 5, comma 4, del decreto, per la determinazione della base di verifica, nel caso in cui nell'anno termico 2007/2008 non sia stato richiesto il contenimento dei consumi;

risultasse superiore a zero il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari al valore del corrispettivo f di cui all'art. 1 moltiplicato per detta differenza.

———

Condizioni applicate ai clienti obbligati non aderenti - Opzione C

Art. 1.

Convenzioni

Ai fini delle presenti condizioni si utilizzano le seguenti convenzioni:

r_i indica la riduzione dei consumi richiesta nel giorno i espressa in Smc;

e_i indica la riduzione dei consumi effettuata nel giorno i dal responsabile del contenimento espressa in Smc e determinata con la verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del decreto;

s_i indica l'incremento dei consumi effettuato nel giorno i dal responsabile del contenimento espresso in Smc rispetto alla base di verifica assunta per la verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del decreto.

Art. 2.

Premio riconosciuto in caso di richiesta di riduzione

In caso di richiesta di riduzione dei consumi secondo le modalità definite nel decreto, ed a seguito della verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto al responsabile del contenimento è riconosciuto un importo pari a:

$V = v_c \cdot R_C$

dove:

v_C è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	V_C [Euro/Smc]
1	0,72
2	0,80
3	0,88

R_C è pari alla somma di e_i, estesa a tutti i giorni i per i quali è stata richiesta la riduzione.

Art. 3.

Penali per inadempienza

In caso di richiesta di riduzione dei consumi secondo le modalità definite nel decreto, ed a seguito della verifica a consuntivo prevista dall'art. 6, commi 3 e 4, del medesimo decreto il responsabile del contenimento è tenuto a corrispondere un importo pari a:

$P = Pc \cdot B$

dove:

P_c è individuato con riferimento al livello di gravità nella seguente tabella:

Livello di gravità	P_c [Euro/Smc]
1	4,08
2	4,53
3	4,99

B è pari alla somma, estesa a tutti i giorni i per i quali è stata richiesta la riduzione, della differenza fra r_i ed e_i maggiorata di s_i.

DELIBERAZIONE 31 ottobre 2007.

Approvazione del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti ai clienti finali con prelievi non trattati su base oraria (load profiling per fasce) TILP. (Deliberazione n. 278/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 31 ottobre 2007;

Visti:

la direttiva 2003/54/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 96/92/CE (di seguito: direttiva 2003/54/CE);

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99);

il decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07 (di seguito: decreto-legge 18 giugno 2007) recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia convertito in legge 3 agosto 2007, n. 125.

Visti:

l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 16 ottobre 2003, n. 118/03 e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 118/03);

la deliberazione dell'Autorità 28 settembre 2005, n. 203/05;

l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, e successive modificazioni e integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/06);

la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 181/06 (di seguito: deliberazione n. 181/06);

la deliberazione dell'Autorità 21 novembre 2006, n. 256/06 (di seguito: deliberazione n. 256/06);

l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;

l'allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07 e successive modificazioni ed integrazioni (di seguito: TIV);

il documento per la consultazione 12 marzo 2007, atto n. 14/07, «Orientamenti per la definizione o la revisione della disciplina vigente dei rapporti tra i diversi attori che operano in un mercato elettrico liberalizzato» (di seguito: documento per la consultazione 12 marzo);

il documento per la consultazione 18 giugno 2007, atto n. 24/2007, «Determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria» (di seguito: primo documento di consultazione);

il documento per la consultazione 1° agosto 2007, atto n. 33/07, recante gli orientamenti finali dell'Autorità sulla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica fornita ai clienti finali non trattati su base oraria (di seguito: secondo documento per la consultazione).

Considerato che:

con la deliberazione n. 118/03, l'Autorità ha adottato, per la prima volta, disposizioni relativamente alla determinazione convenzionale dei profili di prelievo dell'energia elettrica per i clienti finali il cui prelievo non è trattato su base oraria, mediante la metodologia del load profiling per area entrato in vigore dal 1° luglio 2004 (di seguito: metodologia di load profiling 2004);

la metodologia di load profiling 2004 prevede l'applicazione del medesimo profilo convenzionale per tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, con l'unica eccezione dei punti corrispondenti agli impianti di illuminazione pubblica;

per effetto delle modalità di cui al precedente alinea, tutti gli utenti del dispacciamento nella cui competenza vi sono punti di prelievo non trattati su base oraria, sono soggetti ad oneri di dispacciamento indipendenti dall'effettivo andamento temporale dei prelievi corrispondenti a tali punti;

tale situazione non consente il trasferimento ai clienti finali titolari dei punti di prelievo non trattati su base oraria del corretto segnale economico relativo al valore che l'energia elettrica assume nei diversi intervalli di tempo;

la deliberazione n. 256/06 ha avviato un procedimento avente ad oggetto la definizione delle modalità di determinazione convenzionale, nell'ambito del servizio di dispacciamento, dell'energia elettrica prelevata, in relazione alla possibilità di estendere il trattamento orario o di introdurre un trattamento per raggruppamenti orari dell'energia elettrica prelevata dai punti di prelievo di media e bassa tensione;

in tale ambito procedimentale, in esito all'attività istruttoria condotta negli anni 2005 e 2006 dalla allora Direzione energia elettrica dell'Autorità, ai sensi della deliberazione n. 256/06 e in conformità alle previsioni dell'Analisi di impatto regolatorio (di seguito: Air), cui il procedimento è stato sottoposto, sono stati emanati due documenti per la consultazione rispetti-vamente del 18 giugno 2007 e del 1° agosto 2007 ed è stato organizzato un incontro tematico (focus group) il 9 luglio 2007 con gli operatori del settore, in cui si prefigurava l'adozione di una rinnovata metodologia di load profiling articolato per fasce orarie (di seguito: load profiling per fasce).

Considerato, inoltre, che:

nel primo documento per la consultazione l'Autorità ha presentato, nei suoi principi metodologici generali, la metodologia di load profiling per fasce, con diverse opzioni applicative, rimandando nel successivo documento per la consultazione l'analisi e le proposte di piano di applicazione della metodologia medesima;

la metodologia di load profiling per fasce è stata studiata dall'Autorità in modo tale da permettere il trasferimento agli utenti del dispacciamento del segnale di prezzo dell'energia elettrica nei diversi intervalli di tempo; e che la revisione, in particolare, tiene conto, ai fini del dispacciamento, dell'energia elettrica effettivamente prelevata in ciascuna fascia oraria dai punti di prelievo non trattati su base oraria;

sono state individuate e poste in consultazione diverse opzioni applicative della metodologia di load profiling per fasce, riguardanti in particolare:

l'estensione del trattamento orario oggi vigente per tutti i punti di prelievo in altissima, alta e media tensione, anche ai punti di prelievo in bassa tensione, con diverse opzioni quanto a profondità ed ampiezza di applicazione;

la periodicità di determinazione delle partite fisiche ed economiche di conguaglio verso gli utenti del dispacciamento;

la definizione di un termine valido per le rettifiche da parte delle imprese distributrici degli errori dei dati di misura, ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio verso gli utenti del dispacciamento;

è stato, fra l'altro, richiesto agli operatori di esprimersi rispetto al trade-off da individuarsi fra sincronizzazione dei dati di misura all'istante di conclusione del periodo di conguaglio e messa a disposizione dei dati agli esercenti la vendita in tempi brevi rispetto al termine del periodo cui i medesimi dati si riferiscono;

il primo documento per la consultazione proponeva altresì modifiche all'applicazione del profilo convenzionale stabilito per i prelievi dei punti corrispondenti agli impianti di illuminazione pubblica, introducendo, tra l'altro, la definizione del punto di prelievo per tali impianti e il relativo obbligo di installazione di misuratori, nonché una determinazione della tempistica per la rilevazione delle misure dei prelievi per tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria di tale categoria e della messa a disposizione agli utenti del dispacciamento dei relativi dati di misura;

le risposte al primo documento per la consultazione da parte degli operatori hanno:

manifestato generale consenso sull'opportunità di revisione della metodologia del load profiling 2004 e sui concetti fondamentali della proposta metodologia di load profiling per fasce, ritenuta applicabile a regime nelle sue linee generali, ivi incluse le proposte operative per il trattamento convenzionale dell'energia prelevata dagl'impianti di illuminazione pubblica;

evidenziato che, per la maggioranza degli operatori:

i. l'opzione di applicazione del trattamento orario, che realizzi il miglior *trade-off* fra trasferimento puntuale del segnale di prezzo e semplicità di implementazione, sia l'estensione del medesimo trattamento ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW;

ii. è auspicabile l'adozione della periodicità bimestrale della fase di conguaglio, vista la valorizzazione più precisa delle relative partite che ne deriverebbe;

iii. la preferenza a disporre dei dati di misura sincronizzati al termine del periodo di conguaglio e la segnalazione che, oltre alla tempestività della messa a disposizione dei dati ai fini della fatturazione, anche la messa a disposizione non continua, ma per lotti è un aspetto che potrebbe contribuire al contenimento dei costi commerciali;

suggerito la necessità dell'individuazione di regole transitorie, attuabili in tempi brevi, al fine di trasferire il segnale economico relativo all'andamento reale dei prelievi il più corretto possibile anche in mancanza dei dati di misura storici e correnti, necessari per il corretto e completo funzionamento della metodologia di load profiling per fasce.

Considerato, inoltre, che:

in esito all'esame delle osservazioni al primo documento per la consultazione, ed in ottemperanza a quanto previsto dalla deliberazione n. 203/05 in tema di Air, è stato predisposto dall'Autorità un secondo documento per la consultazione caratterizzato dall'individuazione delle opzioni preferite dall'Autorità per la metodologia a regime e dalla proposta di criteri di gradualità di applicazione della metodologia di load profiling per fasce descritta nelle sue linee fondamentali nel primo documento per la consultazione, in modo tale da poterne dare avvio alla relativa applicazione, pur con modalità transitorie, in tutte le aree di riferimento, a decorrere dal 1° gennaio 2008;

la proposta dell'Autorità per un periodo transitorio introduceva una soluzione semplificata e alternativa alla soluzione di regime, da applicarsi, per l'energia prelevata da punti di prelievo in bassa tensione di quelle aree di riferimento in cui la diffusione dei misuratori elettronici e dei sistemi di telegestione non raggiungesse ancora livelli elevati, la quale, nonostante i vincoli tecnologici presenti, potesse comunque trasferire un segnale di prezzo agli utenti del dispacciamento almeno in fase di conguaglio e contemporaneamente risolvesse le potenziali distorsioni fra mercato libero e servizio di maggior tutela che la normativa vigente può ingenerare;

le opzioni individuate dall'Autorità tramite l'Air e proposte nel secondo documento per la consultazione sono state:

l'applicazione del trattamento orario per i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW, rimandando un ulteriore abbassamento della soglia di potenza disponibile per l'applicazione del trattamento orario ai punti di prelievo in bassa tensione alle successive fasi dell'implementazione del load profiling per fasce;

il bimestre come periodicità di conguaglio, in attesa di una fase in cui l'applicazione della metodologia per fasce possa essere considerata sufficientemente stabile così da permettere al sistema, senza introdurre criticità, un passaggio alla periodicità mensile, che permetterà la miglior valorizzazione possibile delle partite di conguaglio;

il secondo documento per la consultazione ha richiesto opinioni ai soggetti anche in merito a proposte di:

messa a disposizione agli operatori dei dati di misura, proponendo la messa a disposizione dei dati di misura rilevati al termine di ogni bimestre, in lotti, con rilasci successivi previsti ogni decina di giorni;

l'introduzione dei coefficienti di ripartizione per fascia fra i contenuti informativi minimi obbligatori nell'anagrafica dei punti di prelievo di cui all'art. 37 della deliberazione n. 111/06;

il mantenimento del ruolo di operatore residuale per l'Acquirente Unico in linea con quanto previsto dalla deliberazione n. 118/03;

il secondo documento per la consultazione proponeva altresì l'introduzione di regole in merito alla validità delle revisioni e delle rettifiche dei dati di misura incidenti sulla fase di conguaglio, allo scopo di permettere un processo di regolazione delle partite economiche connesse più ordinato e certo;

dall'esame delle risposte al secondo documento per la consultazione è emerso:

generale consenso all'applicazione del trattamento orario ai punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore ai 55 kW;

generale consenso alla periodicità bimestrale di conguaglio e, per contro, numerose riserve sulla fattibilità e opportunità in ordine alla periodicità mensile;

generale consenso a mantenere anche nell'ambito della metodologia del load profiling per fasce l'Acquirente Unico come operatore residuale;

che la maggioranza degli operatori considera preferibile la proposta di rilascio a lotti su base decadale dei dati di misura sincronizzati alle ore 24 dell'ultimo giorno del secondo mese del bimestre di conguaglio, nonché l'introduzione dei 18 coefficienti di ripartizione dei punti di prelievo nell'anagrafica e nel flusso informativo ai sensi dell'art. 37 della deliberazione n. 111/06.

Considerato, inoltre, che:

per poter avviare la determinazione convenzionale dell'energia elettrica secondo la nuova metodologia anche per la regolazione dei corrispettivi di sbilanciamento di cui all'art. 40 della deliberazione n. 111/06, tramite la definizione dei coefficienti di ripartizione per punto di prelievo, si deve disporre dei dati di misura dei bimestri dell'anno solare precedente e che, con riferimento all'anno 2007, questi dati non saranno ancora disponibili;

il criterio per l'applicazione alternativa della soluzione transitoria o della soluzione definitiva individuato nel secondo documento per la consultazione dall'Autorità era teso a garantire un prelievo residuo di area determinato dal prelievo di punti con caratteristiche di consumo quanto più simili possibile, al fine di poter trasferire agli utenti del dispacciamento un corretto segnale di prezzo, anche in assenza di una rilevazione per fasce dei prelievi;

il corretto trasferimento del segnale di prezzo è comunque ottenibile, in alternativa al criterio del precedente alinea, qualora il prelievo residuo di area sia riconducibile principalmente ai prelievi dei clienti del servizio della maggior tutela;

alcune imprese distributrici hanno dichiarato all'Autorità di poter attuare, nelle loro aree di riferimento, il trattamento per fasce per la sostanziale totalità dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo in bassa tensione del mercato libero a partire dal 1° aprile 2008;

la soluzione transitoria semplificata proposta nel secondo documento per la consultazione prevedeva la determinazione di partite economiche di conguaglio sulla base di un profilo standard per categoria attribuito ai clienti domestici, con assegnazione ai punti di prelievo non domestici del profilo residuale; inoltre tale soluzione comportava una certa onerosità implementativa a carico dei soggetti coinvolti nelle operazioni finalizzate al conguaglio.

Ritenuto che sia necessario:

procedere alla revisione della metodologia di profilazione convenzionale vigente introducendo la metodologia di load profiling per fasce al fine di garantire il miglior trasferimento possibile del segnale di prezzo in tutte le aree di riferimento del sistema nazionale compatibilmente con le caratteristiche tecnologiche dei misuratori e degli eventuali sistemi di telegestione presenti nelle diverse aree di riferimento;

garantire il perseguimento dei medesimi obiettivi della soluzione transitoria proposta dall'Autorità nel secondo documento per la consultazione e prevedere, nelle aree di riferimento dove non possa essere assicurato che una significativa quota dell'energia energia elettrica prelevata non trattata su base oraria sia trattata per fasce, una soluzione di conguaglio compensativo, complementare a quello di regime, al fine di fornire un segnale di prezzo più corretto rispetto a quanto indotto dai profili delle categorie nei prezzi determinati per il servizio di maggior tutela andando a correggere la potenziale distorsione indotta fra mercato libero e servizio di maggior tutela;

semplificare le modalità di determinazione delle partite economiche di conguaglio nella soluzione transitoria semplificata proposta nel secondo documento per la consultazione, introducendo una soluzione di conguaglio compensativo al fine di compensare l'errore di profilo dovuto alla mancanza di dati di misura differenziati per fasce;

aggiornare e pubblicare entro il 31 ottobre di ogni anno i corrispettivi unitari, rispettivamente per i clienti domestici e per i clienti non domestici di bassa tensione, previsti per tale soluzione di conguaglio compensativo, a valere per l'anno solare successivo, e che tale aggiornamento sia effettuato in base alla stima delle differenze fra il prelievo residuo di area attribuito con la normativa vigente e il profilo di prelievo domestico attribuito per la definizione dei prezzi del servizio di maggior tutela dell'anno corrente, nonché la stima per l'anno seguente della ripartizione dei clienti domestici e non domestici in bassa tensione trattati monorari.

Ritenuto che sia opportuno:

confermare le opzioni avanzate dall'Autorità espresse nel secondo documento per la consultazione ovvero:

l'applicazione del trattamento orario a tutti i punti con potenza disponibile superiore ai 55 kW;

una cadenza bimestrale per la fase di conguaglio del metodologia di load profiling per fasce, con liquidazione su base annua delle partite economiche connesse;

allo scopo di garantire un più puntuale segnale di prezzo in fase di conguaglio, che i bimestri inizino il primo giorno dei mesi con numerario pari e terminino l'ultimo giorno dei mesi con numerario dispari cosicché il prezzo bimestrale risulti dalla media di due prezzi medi mensili simili fra loro.

Ritenuto che sia inoltre opportuno:

prevedere l'avvio dell'applicazione della nuova metodologia di load profiling per fasce a partire dal 1° aprile 2008 e che la soluzione di conguaglio compensativo trovi applicazione a partire dal 2009, anche in considerazione della possibilità per alcune imprese distributrici di attuare, nelle loro aree di riferimento, il trattamento per fasce per la sostanziale totalità dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo in bassa tensione del mercato libero a partire dall'1 aprile 2008, al fine di garantire agli operatori un congruo tempo in ordine al necessario adeguamento delle proprie politiche operative e commerciali al rinnovato assetto normativo e pertanto permettere l'ordinato svolgimento delle attività dei diversi operatori in tale contesto;

stabilire la soglia di energia prelevata dai clienti non domestici o dai clienti del mercato libero per il criterio di applicazione della soluzione di conguaglio compensativo possa essere posta all'80% ai fini di accelerare il pervenire all'applicazione della metodologia di regime in tutte le aree di riferimento;

prevedere che per il 2008 la fase di determinazione convenzionale della metodologia load profiling per fasce sia basata su coefficienti di ripartizione per punto di prelievo determinati in modo semplificato sulla base dei dati di misura disponibili per l'anno 2007.

Ritenuto che sia inoltre opportuno:

adottare con successivi provvedimenti:

la revisione del trattamento convenzionale dell'energia elettrica prelevata da punti di prelievo corrispondenti ad impianti di illuminazione pubblica;

l'introduzione di alcuni contenuti informativi minimi obbligatori nell'anagrafica dei punti di prelievo di cui all'art. 37 della deliberazione n. 111/06;

le modalità di gestione di eventuali rettifiche dei dati ai fini del conguaglio annuale posteriori al 10 maggio di ciascun anno;

la definizione delle tempistiche e modalità di messa disposizione dei dati di misura di energia elettrica prelevata dai punti trattati per fasce agli esercenti la vendita, nonché i criteri per la determinazione dei dati di misura dell'energia prelevata in assenza di disponibilità di dati rilevati effettivamente, anche in coerenza con gli esiti del documento per la consultazione 12 marzo.

Delibera:

1. Di approvare il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in ordine alla determinazione convenzionale per fasce orarie dei profili di prelievo dell'energia elettrica corrispondenti a i clienti finali con prelievi non trattati su base oraria *(load profiling per fasce)* o TILP, allegato al presente provvedimento, di cui costituisce parte integrante e sostanziale (Allegato A);

2. di dare mandato al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità affinché provveda con proprie determinazioni a dare completamento al TILP con eventuali disposizioni tecniche di funzionamento ai fini del corretto svolgimento delle attività collegate al load profiling per fasce, previa informativa all'Autorità;

3. che il presente provvedimento si applichi con riferimento all'energia elettrica immessa e prelevata relativa al periodo che decorre dal 1° aprile 2008;

4. di abrogare la deliberazione dell'Autorità 16 ottobre 2003, n. 118/03, come successivamente modificata e integrata, a decorrere dal 1° aprile 2008; le relative disposizioni continuano ad essere applicate per quanto necessario e limitatamente alla definizione delle partite di competenza del periodo anteriore al 1° aprile 2008;

5. di pubblicare il presente provvedimento nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore dalla data della sua pubblicazione.

Milano, 31 ottobre 2007

Il presidente: Ortis

Allegato A

TESTO INTEGRATO DELLE DISPOSIZIONI DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS IN ORDINE ALLA DETERMINAZIONE CONVENZIONALE PER FASCE ORARIE DEI PROFILI DI PRELIEVO DELL'ENERGIA ELETTRICA CORRISPONDENTE AI CLIENTI FINALI CON PRELIEVI NON TRATTATI SU BASE ORARIA.

Titolo I

DEFINIZIONI E OGGETTO DEL PROVVEDIMENTO

Art. 1.

Definizioni

1.1 Ai fini dell'interpretazione e dell'applicazione delle disposizioni contenute nel presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'art. 1 dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato, e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 27 giugno 2007, n. 156/07, nonché le ulteriori definizioni formulate come segue:

a) anno convenzionale è un periodo di dodici mesi con inizio il 1° febbraio di ciascun anno solare e termine il 31 gennaio dell'anno successivo;

b) bimestre convenzionale è un periodo convenzionale di due mesi che inizia il primo giorno di ciascun mese con numerario pari e termina l'ultimo giorno del mese successivo;

c) bimestri convenzionali omologhi sono bimestri convenzionali appartenenti ad anni differenti che hanno inizio il giorno 1 dello stesso mese;

d) fascia oraria è ciascuna delle tre fasce orarie definite con la deliberazione dell'Autorità 2 agosto 2006, n. 181/06;

e) messa in servizio del misuratore elettronico è il complesso delle attività di cui all'Articolo 8-*bis* della deliberazione n. 292/06;

f) misuratore elettronico è un misuratore avente i requisiti minimi di cui alla deliberazione n. 292/06;

g) misuratore orario è un misuratore che permette la rilevazione su base oraria del prelievo di energia elettrica dal punto di prelievo cui si riferisce;

h) punti di prelievo domestici sono i punti di prelievo di cui all'art. 2, comma 2.3, lettera *a)* del TIV;

i) punti di prelievo non domestici sono i punti di prelievo diversi da quelli di cui all'art. 2, comma 2.3 del TIV;

j) punti di prelievo non trattati su base oraria sono i punti di prelievo per i quali non è attivo il trattamento su base oraria;

k) punti di prelievo trattati su base oraria sono i punti di prelievo per i quali è attivo il trattamento su base oraria;

l) punti di prelievo trattati per fasce sono i punti di prelievo non trattati su base oraria per i quali è attivo il trattamento per fasce;

m) punti di prelievo trattati monorari sono i punti di prelievo non trattati su base oraria per i quali non è attivo il trattamento per fasce;

n) trattamento per fasce è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore elettronico per la valorizzazione nelle diverse fasce orarie dell'energia elettrica prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

o) trattamento su base oraria è l'utilizzo delle rilevazioni e delle registrazioni effettuate da un misuratore orario per la valorizzazione, su base oraria, dell'energia elettrica prelevata ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

p) zona è ciascuna zona identificata da Terna ai sensi dell'art. 15 della deliberazione n. 111/06;

q) deliberazione n. 52/04 è la deliberazione dell'Autorità 1º aprile 2004, n. 52/04;

r) deliberazione n. 111/06 è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/06, come successivamente integrato e modificato;

s) deliberazione n. 292/06 è l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 18 dicembre 2006, n. 292/06, come successivamente integrato e modificato;

t) TILP (Testo integrato load profiling) è il presente provvedimento;

u) TIV (Testo integrato vendita) è il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73/07, come successivamente integrato e modificato.

Art. 2.

Oggetto

2.1 Il presente provvedimento:

a) indica le caratteristiche dei punti di prelievo soggetti esclusivamente al trattamento su base oraria;

b) disciplina le modalità per la determinazione convenzionale dell'energia elettrica prelevata in ciascuna ora dai punti di prelievo non trattati su base oraria, per la valorizzazione della medesima energia elettrica ai fini della regolazione economica del servizio di dispacciamento;

c) definisce gli obblighi informativi a carico delle imprese distributrici e di Terna, relativi alla determinazione convenzionale di cui alla precedente lettera *b)*.

La determinazione convenzionale di cui al comma 2.1, lettera *b)*, comprende:

a) l'attribuzione su base oraria, ai sensi del titolo III sezione 1, a ciascun utente del dispacciamento di una quota del prelievo residuo di area, ai fini della registrazione nel Conto di sbilanciamento effettivo di cui al comma 21.1 della deliberazione n. 111/06 dell'energia prelevata dal medesimo utente del dispacciamento in ciascuna ora;

b) una procedura di conguaglio annuale, di cui al titolo III sezione 2, per la valorizzazione economica della differenza fra l'energia attribuita su base oraria a ciascun utente del dispacciamento ai sensi della precedente lettera *a)* e l'energia effettivamente prelevata nei punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza del medesimo utente del dispacciamento.

TITOLO II

DISPOSIZIONI GENERALI

Art. 3.

Area di riferimento

3.1 Ciascuna area di riferimento, circoscritta nell'ambito di una singola zona, consiste di:

a) tutti i punti di prelievo e di immissione localizzati nell'ambito territoriale di un'impresa distributrice, la cui rete con obbligo di connessione di terzi presenta almeno un punto di interconnessione in alta tensione. Tale impresa distributrice è denominata impresa distributrice di riferimento per l'area medesima;

b) tutti i punti di prelievo e di immissione localizzati nell'ambito territoriale di una o più imprese distributrici le cui reti con obbligo di connessione di terzi non presentano punti di interconnessione in alta tensione e sottese, ai sensi dei successivi commi 3.2 e 3.3 all'impresa distributrice di riferimento dell'area medesima.

3.2 Ciascuna impresa distributrice di cui al comma 3.1, lettera *b)* si considera sottesa, tra tutte quelle cui è interconnessa, all'impresa distributrice di riferimento avente il maggior numero di punti di prelievo entro la zona.

3.3 In tutti i casi in cui non trovano applicazione le disposizioni di cui al comma 3.2, ciascuna impresa distributrice che non ha nella zona punti di interconnessione in alta tensione si considera sottesa all'impresa distributrice di riferimento avente il maggior numero di punti di prelievo entro la zona.

Art. 4.

Applicazione del trattamento su base oraria

4.1 Tutti i punti di prelievo in altissima, alta o media tensione, nonché tutti i punti di prelievo in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 55 kW sono trattati esclusivamente su base oraria, fatto salvo quanto previsto al comma 4.2.

4.2 Per i punti di cui al comma 4.1, per cui il misuratore orario od elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 del secondo mese del bimestre convenzionale, il trattamento su base oraria decorre dal primo giorno di un bimestre convenzionale successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga negli ultimi 15 giorni di un bimestre convenzionale, il trattamento su base oraria inizia il primo giorno del secondo bimestre convenzionale successivo.

Art. 5.

Applicazione del trattamento per fasce

5.1 Tutti i punti di prelievo in bassa tensione dotati di un misuratore elettronico e con potenza disponibile pari o inferiore a 55 kW sono trattati per fasce.

5.2 Per i punti di cui al comma 5.1, per cui il misuratore elettronico è messo in servizio entro il giorno 15 del secondo mese di un bimestre convenzionale, il trattamento per fasce decorre dal primo giorno del bimestre convenzionale successivo alla data di messa in servizio. Qualora la messa in servizio avvenga negli ultimi quindici giorni di un bimestre convenzionale, il trattamento per fasce inizia il primo giorno del secondo bimestre convenzionale successivo.

Art. 6.

Prelievo residuo di area

6.1 Il prelievo residuo di area è pari, in ciascuna ora e per ciascuna area di riferimento, alla differenza tra:

a) l'energia elettrica immessa nell'area di riferimento in tale ora, ai sensi del comma 6.2;

b) l'energia elettrica prelevata dall'area di riferimento in tale ora, ai sensi del comma 6.3.

6.2 L'energia elettrica immessa di cui al comma , lettera *a)*, è pari alla somma dell'energia elettrica immessa:

a) nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale;

b) nei punti di immissione appartenenti all'area di riferimento.

6.3 L'energia elettrica prelevata di cui al comma , lettera *b)*, è pari alla somma dell'energia elettrica prelevata:

a) nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento o con la rete di trasmissione nazionale.

b) nei punti di prelievo appartenenti all'area di riferimento trattati su base oraria;

c) nei punti di prelievo corrispondenti a impianti di illuminazione pubblica.

6.4 Ai fini della determinazione del prelievo residuo di area:

a) per l'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di interconnessione tra le aree di riferimento e nei punti di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale non dotati di misuratore orario, nonché per l'energia immessa nei punti di immissione non dotati di misuratore orario, si assume un profilo di immissione o di prelievo costante in tutte le ore di ogni mese;

b) per l'energia elettrica immessa e prelevata nei punti di interconnessione tra porzioni di rete appartenenti a diverse imprese distributrici all'interno di una medesima area di riferimento che non sono dotati di misuratore orario è assunto, nel mese considerato, un profilo di immissione o di prelievo pari al profilo del prelievo residuo dell'area medesima;

c) per gli impianti di illuminazione pubblica si assume un profilo orario determinato ai sensi della deliberazione n. 52/04.

Titolo III

PROFILI CONVENZIONALI PER FASCE ORARIE

Sezione 1

Determinazione convenzionale dell'energia elettrica ai fini della regolazione dei corrispettivi del servizio di dispacciamento

Art. 7.

Criteri per la determinazione convenzionale

7.1 A i fini della registrazione nel Conto di sbilanciamento effettivo di cui al comma 21.1 della deliberazione n. 111/06, è attribuita ad ogni utente del dispacciamento in prelievo, in ogni area di riferimento, in ciascuna ora, per ciascun punto non trattato orario incluso nel proprio contratto di dispacciamento, una quantità di energia elettrica pari alla quota del prelievo residuo di area determinata ai sensi della presente Sezione.

7.2 In ciascuna area di riferimento ed in ciascuna ora, la quota del prelievo residuo di area attribuita in maniera convenzionale a ciascun utente del dispacciamento è pari al prodotto fra:

i) il prelievo residuo di area relativo alla medesima area e alla medesima ora;

ii) il coefficiente di ripartizione del prelievo del medesimo utente del dispacciamento relativo alla medesima area, al mese ed alla fascia oraria cui appartiene l'ora considerata, determinato ai sensi dell'art. 8.

Art. 8.

Coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento

8.1 I coefficienti di ripartizione del prelievo degli utenti del dispacciamento (di seguito: CRPU) sono differenziati per mese e per fascia oraria e sono determinati per area di riferimento.

8.2 Il CRPU, relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascun mese ed a ciascuna fascia oraria, di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è pari alla somma dei coefficienti di ripartizione del prelievo, di cui all'art. 9, relativi alla medesima area di riferimento, al medesimo mese e alla medesima fascia oraria, determinati per i punti di prelievo, compresi nel contratto di dispacciamento del medesimo utente del dispacciamento, che non saranno trattati su base oraria nel corso del mese considerato.

8.3 In ciascuna area di riferimento, in ciascun mese ed in ciascuna fascia oraria, il CRPU dell'Acquirente Unico è pari alla differenza fra uno e la somma dei CRPU relativi al medesimo mese e alla medesima fascia degli altri utenti di dispacciamento nella cui competenza risultino punti di prelievo localizzati nell'area di riferimento considerata.

8.4 I CRPU di ciascun mese sono determinati dalle imprese distributrici di riferimento entro il sest'ultimo giorno lavorativo del mese precedente.

Art. 9.

Coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo

9.1 I coefficienti di ripartizione del prelievo dei punti di prelievo (di seguito: CRPP) sono definiti per i punti di prelievo non trattati su base oraria e sono differenziati per bimestre convenzionale e per fascia oraria.

9.2 Il CRPP di ciascun punto di prelievo trattato per fasce (di seguito: $CRPP_{F_i}^{f}$), in ciascuna fascia oraria F_i e in ciascun bimestre convenzionale, è determinato come:

$$CRPP_{F_i}^{f} = \frac{EP_{F_i}^{f}}{E_{F_i}^{f+m}}$$

dove:

i) $EP_{F_i}^{f}$ è l'energia prelevata dal punto di prelievo nella fascia oraria F_i nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente;

ii) $E_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

9.3 Il CRPP di ciascun punto di prelievo trattato monorario (di seguito: $CRPP_{F_i}^{m}$), in ciascuna fascia oraria F_i e in ciascun bimestre convenzionale, è determinato come:

$$CRPP_{F_i}^{m} = \frac{EP_{F_i}^{m}}{E_{F_i}^{f+m}}$$

dove:

i) $EP_{F_i}^{m}$ è l'energia prelevata dal medesimo punto di prelievo nella fascia oraria F_i nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente, determinata ai sensi dell'art. 10;

ii) $EP_{F_i}^{f+m}$ è l'energia complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale omologo dell'anno convenzionale precedente in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

Art. 10.

Determinazione per fasce dell'energia prelevata dai punti di prelievo trattati monorari ai fini della determinazione dei CRPP

10.1 Ai fini della determinazione dei CRPP, in ciascuna area di riferimento, l'energia $EP_{F_i}^{m}$ prelevata, in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria F_i, da ciascun punto di prelievo trattato monorario nel medesimo bimestre convenzionale è determinata dall'impresa distributrice competente per ambito territoriale come:

$$EP_{F_i}^{m} = \frac{E_{F_i}^{m}}{\sum_i E_{F_i}^{m}} . EP_{u_i}^{m}$$

dove:

i) EP_u^m è l'energia prelevata dal medesimo punto di prelievo nell'anno convenzionale cui il bimestre convenzionale appartiene, determinata con riferimento all'utente del dispacciamento nella cui competenza si trovava il predetto punto di prelievo nel bimestre convenzionale considerato;

ii) $E_{F_i}^{m}$ è l'energia di cui al comma 10.3, complessivamente prelevata nella medesima area, nel medesimo bimestre convenzionale e nella medesima fascia dai punti di prelievo trattati monorari;

iii) la sommatoria $\sum_i E_{F_i}^{m}$ è estesa a tutti i bimestri convenzionali dell'anno convenzionale nei quali il punto di prelievo è stato di competenza dell'utente del dispacciamento di cui al punto *i)* e nei quali è stato trattato monorario.

10.2 Qualora nell'arco di un bimestre convenzionale il punto di prelievo si trovi nella competenza di due distinti utenti del dispacciamento, l'energia $EP_{F_i}^{m}$ prelevata in ciascuna fascia oraria F_i del medesimo bimestre convenzionale è calcolata separatamente per ciascun utente del dispacciamento. Le due energie distinte per utente del dispacciamento sono successivamente sommate ai fini della determinazione dell'energia complessivamente prelevata in ciascuna fascia oraria del medesimo bimestre convenzionale da utilizzarsi per la determinazione dei CRPP di cui al comma 9.3.

10.3 In ciascuna area di riferimento l'energia $E^m_{F_i}$ complessivamente prelevata, in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria F_i, dai punti di prelievo trattati monorari è determinata come:

$$E^m_{F_i} =^{F+m}_{F_i} - E^f_{Fi}$$

dove:

i) E^{f+m}_{Fi} è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo bimestre convenzionale nella fascia oraria F_i da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

ii) E^f_{Fi} è l'energia complessivamente prelevata nel medesimo bimestre convenzionale nella medesima fascia da tutti i punti di prelievo trattati per fasce.

Art. 11.

Modalità di determinazione ed aggiornamento dei CRPP

11.1 I CRPP sono determinati per tutti i bimestri convenzionali di ciascun anno convenzionale e per tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria compresi nei contratti di dispacciamento di utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico.

11.2 I CRPP sono determinati sulla base dei dati di prelievo relativi all'anno convenzionale precedente.

11.3 Ai fini della determinazione dei CRPP, ai punti di prelievo trattati per fasce per cui non sono disponibili i dati di prelievo riferiti a ciascuna fascia oraria e a ciascun bimestre convenzionale dell'anno convenzionale precedente:

a) qualora risultassero disponibili i dati di prelievo complessivo del punto di prelievo dell'anno convenzionale precedente, sono applicate le disposizioni di cui al comma 8.3, relative ai punti di prelievo trattati monorari;

b) qualora non fossero disponibili i dati di prelievo complessivo del punto di prelievo dell'anno convenzionale precedente, si considerano validi i dati di prelievo relativi a punti di prelievo aventi le medesime caratteristiche in termini di potenza disponibile.

11.4 I CRPP relativi a punti di prelievo trasferiti dalla competenza dell'Acquirente Unico alla competenza di un diverso utente del dispacciamento sono determinati contestualmente all'inserimento dei suddetti punti di prelievo nel punto di dispacciamento dell'utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico.

11.5 L'attivazione del trattamento per fasce in corso d'anno convenzionale non comporta alcun aggiornamento in corso d'anno ai CRPP relativi ai punti di prelievo interessati dall'attivazione medesima. Tali CRPP sono rideterminati solamente in occasione del previsto aggiornamento annuale di cui al comma 11.1.

11.6 Ogni impresa distributrice determina entro il 1° maggio di ciascun anno i CRPP per ciascun punto di prelievo, localizzato nel proprio ambito territoriale, nella competenza di ogni utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, per il quale non sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio dell'anno corrente. I CRPP hanno validità dal giugno successivo sino al 31 maggio immediatamente successivo.

Sezione 2

DEFINIZIONE DELLE PARTITE ECONOMICHE A SEGUITO DELLA DETERMINAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA PRELEVATA DAGLI UTENTI DEL DISPACCIAMENTO (CONGUAGLIO)

Art. 12.

Conguaglio

12.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio a seguito della determinazione dell'energia prelevata da ogni utente del dispacciamento nell'anno solare medesimo.

12.2 Le partite economiche di conguaglio risultano dal prodotto delle partite fisiche di cui all'art. 13 e dai prezzi di cui al comma 14.2 calcolati per ciascun bimestre convenzionale e per ciascuna fascia oraria.

Art. 13.

Partite fisiche di conguaglio

13.1 In ciascuna area di riferimento, in ciascun bimestre convenzionale ed in ciascuna fascia oraria F_i, la partita fisica di conguaglio di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è pari alla differenza fra:

a) l'energia E_{Fin} di cui al comma 13.2, prelevata, nel medesimo bimestre convenzionale e nella fascia oraria F_i, dal medesimo utente del dispacciamento;

b) l'energia attribuita nel medesimo mese e nella medesima fascia, al medesimo utente del dispacciamento ai sensi dell'art. 7.

13.2 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E^m_{F_{iu}}$ prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria F_i, da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico è calcolata come:

$$E_{F_{iu}} = E^f_{F_{iu}} + E^m_{F_{iu}}$$

dove:

i) $E^m_{F_{iu}}$ è l'energia effettivamente prelevata, nel medesimo bimestre convenzionale e nella fascia oraria F_i, dai punti di prelievo trattati per fasce che sono stati nella competenza del medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale;

ii) $E^m_{F_{iu}}$ è l'energia prelevata, nel medesimo bimestre convenzionale e nella fascia oraria F_i, dai punti di prelievo trattati monorari che sono stati nella competenza del medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale, determinata ai sensi del comma 13.3;

13.3 In ciascuna area di riferimento l'energia $E^m_{F_{iu}}$ prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria F_i dai punti di prelievo trattati monorari che sono stati nella competenza di ciascun utente del dispacciamento è calcolata come:

$$E^m_{F_iu} = \frac{E^m_{F_i}}{\sum_i E^m_{F_i}} \cdot EP^m_{u\,bim}$$

dove:

i) $E^m_{F_{iu}\,bim}$ è l'energia di cui al comma 13.4 prelevata nel medesimo bimestre convenzionale dai medesimi punti di prelievo trattati monorari:

ii) $E^m_{F_{iu}}$ è l'energia di cui al comma 10.3, complessivamente prelevata nella medesima area, nel medesimo bimestre convenzionale e nella fascia oraria F_i dai punti di prelievo trattati monorari;

iii) la sommatoria $\sum_i E^m_{F_i}$ è estesa a tutte le fasce orarie comprese nel bimestre convenzionale considerato.

13.4 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E^m_{u\,bim}$ prelevata in ciascun bimestre convenzionale dai punti di prelievo trattati monorari che sono stati nella competenza di ciascun utente del dispacciamento è determinata dall'impresa distributrice di riferimento in modo tale che:

a) l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo trattato monorario sia ripartita nei soli bimestri convenzionali nei quali il medesimo punto di prelievo sia stato trattato monorario;

b) l'energia prelevata da ciascun punto di prelievo trattato monorario sia ripartita nei bimestri convenzionali sulla base dei dati di misura effettivamente disponibili per tale punto, eventualmente riportati all'anno solare o al mese nel caso di variazione dell'utente del dispacciamento o di attivazione del trattamento per fasce, tramite l'applicazione di un criterio di stima;

c) l'energia complessivamente attribuita in ciascuna fascia oraria di ciascun bimestre convenzionale con riferimento a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico nella cui competenza si trovano punti di prelievo trattati monorari sia proporzionale alla somma delle energie $E^m_{F_i}$ di cui al comma 10.3, complessivamente prelevate dai punti di prelievo trattati monorari in ciascuna fascia oraria F_i nel medesimo bimestre convenzionale.

13.5 In ciascuna area di riferimento, le partite fisiche di conguaglio attribuite a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico relative a ciascuna fascia oraria F_i dei mesi di dicembre e gennaio sono pari al prodotto fra:

a) la partita fisica di conguaglio relativa al bimestre convenzionale dicembre-gennaio e alla medesima fascia;

b) il quoziente $\frac{E^{*f+m}_{Fi}}{E^{f+m}_{Fi}}$ fra l'energia

i) E^{*f+m}_{Fi} complessivamente prelevata nella medesima fascia, rispettivamente in ciascuno dei mesi di dicembre e gennaio, dai punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

ii) e l'energia E^{f+m}_{Fi} complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale dicembre-gennaio nella medesima fascia dai medesimi punti di prelievo, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

Art. 14.

Regolazione delle partite economiche

14.1 Entro il 15 di giugno di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, per ciascuna fascia oraria e per ciascun bimestre convenzionale interamente appartenente all'anno solare precedente, e per i mesi di gennaio e dicembre, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo, un corrispettivo pari al prodotto tra:

a) la partita fisica di conguaglio relativa al medesimo utente del dispacciamento, alla medesima area, e alla medesima fascia oraria, al medesimo bimestre convenzionale o al medesimo mese determinata:

i) ai sensi del comma 13.1, per i bimestri convenzionali interamente appartenenti all'anno solare precedente,

ii) ai sensi del comma 13.5 per i mesi di gennaio e febbraio;

b) il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata nella medesima area, nel medesimo bimestre convenzionale e nella medesima fascia oraria, determinato ai sensi del comma 14.2.

14.2 In ciascuna area di riferimento, in ciascun bimestre convenzionale dell'anno convenzionale ed in ciascuna fascia oraria, il prezzo medio dell'energia elettrica prelevata è pari alla media, ponderata per il prelievo residuo di area, dei prezzi di acquisto dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima e degli oneri di dispacciamento applicabili all'energia elettrica prelevata, di cui agli articoli da 44 a 48 e all'art. 73 della deliberazione n. 111/06, che si sono verificati nel bimestre convenzionale considerato in ciascuna ora della fascia oraria.

14.3 Entro il 15 di giugno di ciascun anno, l'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, per ciascuna fascia oraria e per ciascun bimestre convenzionale interamente appartenente all'anno solare precedente, nonché per i mesi di gennaio e dicembre dell'anno solare precedente, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo un corrispettivo pari all'opposto della somma dei corrispettivi riferiti alla medesima area, al medesimo bimestre convenzionale o al medesimo mese, e alla medesima fascia, a carico degli altri utenti del dispacciamento aventi nella loro competenza punti di prelievo localizzati nell'area considerata.

TITOLO IV

OBBLIGHI INFORMATIVI

Art. 15.

Obblighi informativi a carico delle imprese distributrici sottese

15.1 Entro il 15 di ciascun mese le imprese distributrici sottese:

a) ai fini della determinazione dei CRPU da parte dell'impresa distributrice di riferimento:

i) determinano i CRPP relativi ai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale che dal mese successivo non saranno più inseriti nel punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o che sono inseriti per la prima volta in un punto di dispacciamento diverso da quelli dell'Acquirente Unico;

ii) determinano e comunicano alla propria impresa distributrice di riferimento l'aggregato dei CRPP relativi ai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale che non saranno trattati su base oraria nel mese successivo, distinto per ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

b) ai fini della determinazione del prelievo residuo d'area da parte dell'impresa distributrice di riferimento, comunicano alla medesima, relativamente al proprio ambito territoriale e al mese precedente, le somme dell'energia elettrica:

i) prelevata in ciascuna ora nei punti di prelievo trattati su base oraria;

ii) immessa in ciascuna ora nei punti di immissione trattati su base oraria;

iii) immessa o prelevata in ciascuna ora nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento trattati su base oraria;

iv) immessa nei punti di immissione non trattati su base oraria attribuita a ciascuna ora ai sensi del comma 6.4, lettera *b)*;

v) immessa o prelevata nei punti di interconnessione con altre aree di riferimento non trattati su base oraria attribuita a ciascuna ora ai sensi del comma 6.4, lettera *b)*.

15.2 Ogni impresa distributrice sottesa è tenuta ai fini della determinazione con cadenza annuale dei CRPP a comunicare alla propria impresa distributrice di riferimento:

a) entro il 15 di aprile di ciascun anno l'energia complessivamente prelevata in ciascun bimestre convenzionale dell'anno convenzionale precedente ed in ciascuna fascia dai punti di prelievo trattati per fasce localizzati nel proprio ambito territoriale.

15.3 Ogni impresa distributrice sottesa è tenuta, ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio, a comunicare alla propria impresa distributrice di riferimento entro il 1° maggio di ciascun anno, limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nel proprio ambito territoriale, l'energia prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria dell'anno convenzionale precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, determinata ai sensi del comma 13.2.

Art. 16.

Obblighi informativi a carico delle imprese distributrici di riferimento

16.1 Ogni impresa distributrice di riferimento ogni mese, ai fini della determinazione convenzionale dell'energia prelevata:

a) entro il giorno 20, determina e trasmette a Terna il prelievo residuo di area in ciascuna ora del mese precedente per l'area di cui è impresa di riferimento;

b) ai fini della determinazione del prelievo residuo d'area delle aree di riferimento delle imprese distributrici cui risulta interconnessa, entro il giorno 18 comunica alle altre imprese distributrici di riferimento, alle quali risulta essere interconnessa, le somme, eventualmente determinate in maniera convenzionale ai sensi del comma 6.4, lettera *b)*, dell'energia elettrica immessa o prelevata in ciascuna ora del mese precedente attraverso punti di interconnessione tra le aree di riferimento delle medesime imprese;

c) entro il sest'ultimo giorno lavorativo:

i) determina i CRPP relativi ai punti di prelievo localizzati nel proprio ambito territoriale che dal mese successivo non saranno più inseriti nel punto di dispacciamento dell'Acquirente Unico o che sono inseriti per la prima volta in un punto di dispacciamento diverso da quelli dell'Acquirente Unico;

ii) comunica a Terna i CRPU relativi al mese successivo attribuiti a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico.

16.2 Ai fini della determinazione dei CRPP dei punti di prelievo dell'impresa distributrice sottesa, le imprese distributrici di riferimento entro il 25 di aprile di ciascun anno rendono disponibili alle imprese distributrici ad esse sottese:

a) l'energia $E^{f+m}_{F_i}$ complessivamente prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria F_i dell'anno solare precedente da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

b) l'energia $E^m_{F_i}$ di cui al comma 10.3, prelevata in ciascuna area di riferimento, in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria F_i dell'anno solare precedente, dai punti di prelievo trattati monorari.

16.3 Ai fini della determinazione delle partite fisiche di conguaglio, entro il 10 di maggio di ciascun anno, con riferimento a tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nella propria area di riferimento, le imprese distributrici di riferimento comunicano a Terna l'energia prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria dell'anno convenzionale precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, determinata ai sensi dell'art. 13.

Art. 17.

Obblighi informativi a carico di Terna

17.1 Entro il sest'ultimo giorno lavorativo di ciascun mese Terna:

a) rende disponibile agli utenti del dispacciamento il prelievo residuo di area occorso in ciascuna area di riferimento in ogni ora del mese precedente;

b) comunica a ciascun utente del dispacciamento i CRPU relativi al mese successivo ad esso attribuiti.

17.2 Entro il 31 maggio di ciascun anno Terna:

a) determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico la partita fisica di conguaglio di sua competenza in ciascuna area di riferimento, in ciascuna fascia oraria, relativa a ciascun bimestre convenzionale interamente appartenente all'anno solare precedente e nonché ai mesi di gennaio e dicembre del medesimo anno;

b) determina e rende disponibile agli utenti del dispacciamento il prezzo medio dell'energia prelevata di cui al comma 14.2, relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascuna fascia oraria e a ciascun bimestre convenzionale dell'anno convenzionale precedente;

c) rende nuovamente disponibile agli utenti del dispacciamento, qualora necessario, il prezzo medio dell'energia prelevata di cui al comma 14.2, relativo a ciascuna area di riferimento, a ciascuna fascia oraria e al bimestre convenzionale contenente il mese di gennaio dell'anno solare precedente.

Art. 18.

Modalità di determinazione dei dati relativi agli obblighi informativi e loro validità temporale

18.1 Ai fini delle determinazioni di cui al comma 15.2, e al comma 16.2, non si tiene conto dell'energia elettrica riferita ai punti di prelievo per i quali nell'anno convenzionale corrente sarà attivato il trattamento orario entro il 31 maggio.

18.2 I dati comunicati ai sensi del comma 15.3, e del comma 16.3 sono determinati facendo riferimento:

a) per i punti di prelievo trattati per fasce, ai dati effettivi di prelievo bimestrali o mensili. I dati sono determinati con ricorso ad un criterio di stima solamente in caso di mancata rilevazione del dato di misura;

b) per i punti di prelievo trattati monorari, ai dati di prelievo effettivi annuali. I dati sono determinati con ricorso ad un criterio di stima solamente in caso di mancata rilevazione del dato di misura.

Art. 19.

Inottemperanza agli obblighi informativi

19.1 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta le informazioni di cui ai commi 15.2 e 15.3, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa:

a) ai fini della determinazione dell'energia $E^m_{F_i}$ di cui al comma 10.3, prelevata in ciascun bimestre convenzionale e in ciascuna fascia oraria dell'anno solare precedente dai punti di prelievo trattati monorari, pone a zero l'energia complessivamente prelevata in ciascuna fascia e in ciascun bimestre convenzionale dell'anno convenzionale precedente, dai punti di prelievo trattati per fasce localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente;

b) ai fini della determinazione dell'energia prelevata in ciascun mese e in ciascuna fascia oraria dell'anno solare precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, considera, limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l'anno precedente; qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell'anno precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

19.2 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 15.1, lettera *b)*, al fine della determinazione del prelievo residuo di area, l'impresa distributrice di riferimento considera pari a zero i dati non pervenuti.

19.3 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 15.1, lettera *a)* al fine della determinazione dei CRPU di competenza degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa utilizza i dati comunicati il mese precedente; qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche il mese precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

19.4 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non renda disponibile i dati di cui al comma 16.2, ai fini del calcolo dei CRPP le imprese distributrici sottese utilizzano i dati comunicati l'anno precedente.

19.5 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non trasmetta i dati di cui al comma 16.1, lettera *b)*, le imprese distributrici di riferimento a cui la suddetta impresa risulta interconnessa utilizzano per l'energia immessa e prelevata nei punti di interconnessione il profilo orario comunicato nel medesimo mese dell'anno precedente.

19.6 Qualora un'impresa distributrice di riferimento non trasmetta i dati di cui al comma 16.1, Terna:

a) utilizza i dati relativi al prelievo residuo di area relativi al medesimo mese dell'anno precedente;

b) per l'attribuzione del prelievo residuo di area, limitatamente all'area di riferimento dell'impresa distributrice inadempiente utilizza i CRPU comunicati il mese precedente.

19.7 Le imprese distributrici di riferimento segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui all'art. 15 da parte delle imprese distributrici ad esse sottese; Terna e le imprese distributrici sottese segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui all'art. 16, da parte delle imprese distributrici di riferimento.

TITOLO V

CONGUAGLIO COMPENSATIVO PER PUNTI DI PRELIEVO CORRISPONDENTI A CLIENTI FINALI DOMESTICI

Art. 20.

Ambito di applicazione

20.1 Le disposizioni di cui al presente titolo, ferme restando le disposizioni relative al conguaglio di cui al titolo III, sezione 2, si applicano con riferimento all'anno solare successivo nelle aree di riferimento in cui al 1° agosto di ciascun anno si prevede, sulla base delle informazioni disponibili ai sensi del comma 23.2, lettera *b)*, che nessuna delle due seguenti condizioni sia soddisfatta:

a) almeno l'80% dell'energia complessivamente prelevata nell'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria sia stata prelevata da punti di prelievo che siano trattati per fasce all'1 dicembre dell'anno solare in corso;

b) almeno l'80% dell'energia complessivamente prelevata nell'anno solare precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza di ogni utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico sia stata prelevata da punti di prelievo che siano trattati per fasce all'1 dicembre dell'anno solare in corso.

Art. 21.

Conguaglio compensativo

21.1 Per ciascun anno solare Terna determina le partite economiche di conguaglio compensativo a seguito della determinazione dell'energia prelevata da ogni utente del dispacciamento nell'anno solare medesimo con riferimento ai punti di prelievo domestici e non domestici.

21.2 Il corrispettivo di conguaglio compensativo C_u^{comp}è determinato come:

$$C_u^{comp} = P^{nd} \cdot E_u^{nd} - P^d \cdot E_u^d$$

dove:

i) E_u^{ud} è l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza del medesimo utente del dispacciamento, pari alla somma delle energie $E_{u\ bim}^{nd}$ di cui al comma 21.3, prelevate dal medesimo utente del dispacciamento in ciascun bimestre convenzionale interamente appartenente all'anno solare precedente, nonché delle energie $E_{u\ ,mens}^{nd}$ di cui al comma 21.5 prelevate dal medesimo utente del dispacciamento nei mesi di dicembre e gennaio;

ii) E_u^d è l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza del medesimo utente del dispacciamento, pari alla somma delle energie $E_{u\ bim}^d$ di cui al comma 21.4, prelevate dal medesimo utente del dispacciamento in ciascun bimestre convenzionale interamente appartenente all'anno solare precedente, nonché delle energie $E_{u\ ,mens}^d$ di cui al comma 21.6 prelevate dal medesimo utente del dispacciamento nei mesi di dicembre e gennaio;

iii) P^{nd} e P^d sono corrispettivi unitari rispettivamente relativi ai punti di prelievo non domestici e domestici, di cui alla Tabella 1 allegata al presente provvedimento.

21.3 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ bim}^d$ prelevata in ciascun bimestre convenzionale da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo non domestici trattati monorari è pari alla somma delle energie $EP_{F_i}^m$, di cui al comma 10.1, prelevate nel medesimo bimestre convenzionale in ciascuna fascia oraria F_i da ciascun punto di prelievo non domestico trattato monorario che risulta nella competenza del medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale considerato.

21.4 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ bim}^d$ prelevata in ciascun bimestre convenzionale da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo domestici trattati monorari è pari alla somma delle energie $EP_{F_i}^m$, di cui al comma 10.1, prelevate nel medesimo bimestre convenzionale in ciascuna fascia oraria F_i da ciascun punto di prelievo non domestico trattato monorario che risulta nella competenza del medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale considerato.

21.5 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ mens}^d$ prelevata nei mesi di dicembre e gennaio da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo non domestici trattati monorari è pari al prodotto fra:

a) l'energia $E_{u\ bim}^d$ di cui al comma 21.3, prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale dicembre-gennaio;

b) il quoziente $\frac{E_{F_i}^{*f+m}}{E_{F_i}^{f+m}}$ fra l'energia:

i) $E_{F_i}^{*f+m}$complessivamente prelevata nella medesima fascia rispettivamente nei mesi di dicembre e gennaio dai punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i;

ii) e l'energia $E_{F_i}^{f+m}$ complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale dicembre-gennaio nella medesima fascia dai medesimi punti di prelievo, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

21.6 In ciascuna area di riferimento, l'energia $E_{u\ mens}^d$ prelevata nei mesi di dicembre e gennaio da ciascun utente del dispacciamento con riferimento ai punti di prelievo non domestici trattati monorari è pari al prodotto fra:

«a) l'energia $E_{u\ bim}^d$ di cui al comma 21.4, prelevata dal medesimo utente del dispacciamento nel bimestre convenzionale dicembre-gennaio;

b) il quoziente $\frac{E_{F_i}^{*f+m}}{E_{F_i}^{f+m}}$ fra l'energia:

i) $E_{F_i}^{*f+m}$complessivamente prelevata nella medesima fascia rispettivamente nei mesi di dicembre e gennaio dai punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel mese considerato in ciascuna ora della fascia oraria Fi;

ii) e l'energia $E_{F_i}^{f+m}$ complessivamente prelevata nel bimestre convenzionale dicembre-gennaio nella medesima fascia dai medesimi punti di prelievo, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi nel bimestre convenzionale considerato in ciascuna ora della fascia oraria F_i.

Art. 22.

Regolazione del corrispettivo di conguaglio compensativo

22.1 Entro il 15 di giugno di ciascun anno, ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo, il corrispettivo C_u^{comp} determinato ai sensi del comma 21.2.

22.2 Entro il 15 di giugno di ciascun anno, l'Acquirente Unico, per ciascuna area di riferimento, paga a Terna se positivo, ovvero riceve da Terna se negativo un corrispettivo pari alla somma, cambiata di segno, dei corrispettivi riferiti alla medesima area, a carico degli altri utenti del dispacciamento aventi nella loro competenza punti di prelievo trattati monorari localizzati nell'area considerata.

Art. 23.

Ulteriori obblighi informativi

23.1 Al fine della determinazione del corrispettivo compensativo di cui al comma 21.2:

a) entro il 1° maggio di ciascun anno, limitatamente ai punti di prelievo trattati monorari localizzati nel proprio ambito territoriale, le imprese distributrici sottese comunicano alla propria impresa distributrice di riferimento:

i) l'energia E_u^{nd} di cui al comma 21.2, punto *i)* complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

ii) l'energia E_u^d di cui al comma 21.2, punto *ii)* complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

b) entro il 10 maggio di ciascun anno, con riferimento a tutti i punti di prelievo trattati monorari localizzati nella propria area di riferimento, le imprese distributrici di riferimento comunicano a Terna:

i) l'energia E_u^{nd} di cui al comma 21.2, punto *i)* complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico;

ii) l'energia E_u^d di cui al comma 21.2, punto *ii)* complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici trattati monorari di competenza di ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico.

23.2 Ai fini della verifica del soddisfacimento della condizione di cui al comma 20.1:

a) entro il 25 luglio di ciascun anno le imprese distributrici sottese comunicano alla propria impresa distributrice di riferimento:

i) l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria;

ii) l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria che saranno trattati per fasce nell'anno convenzionale successivo;

iii) l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza dell'insieme degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico;

iv) l'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza dell'insieme degli utenti del dispacciamento diversi dall'Acquirente Unico che saranno trattati per fasce nell'anno convenzionale successivo.

b) entro il 1° agosto di ciascun anno le imprese distributrici di riferimento comunicano a Terna:

i) la percentuale dell'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non domestici non trattati su base oraria localizzati nelle proprie aree di riferimento che risulti prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce a partire dall'1 dicembre dell'anno corrente;

ii) la percentuale dell'energia complessivamente prelevata l'anno solare precedente dai punti di prelievo non trattati su base oraria nella competenza di ogni utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico localizzati nelle proprie aree di riferimento che risulti prelevata da punti di prelievo che saranno trattati per fasce a partire dall'1 dicembre dell'anno corrente.

23.3 Entro il 30 giugno di ciascun anno Terna determina e comunica a ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico il corrispettivo C_u^{comp} di sua competenza in ciascuna area di riferimento.

23.4 Entro il 15 luglio di ciascun anno Terna procede alla regolazione delle partite economiche compensative di competenza di ciascun utente del dispacciamento ai sensi dell'art. 22.

23.5 Entro il 10 agosto di ciascun anno, per ciascuna area di riferimento, Terna pubblica e comunica all'Autorità i dati di cui al comma 23.2, lettera *b)*, dando evidenza dell'eventuale verifica della condizione di cui al comma e dell'eventuale applicazione del corrispettivo C_u^{comp} con decorrenza dall'anno solare successivo.

Art. 24.

Ulteriori disposizioni riguardanti obblighi informativi

24.1 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta le informazioni di cui al comma 23.1, lettera *a)* ai fini della determinazione dell'energia prelevata l'anno solare precedente da ciascun utente del dispacciamento diverso dall'Acquirente Unico con riferimento ai punti di prelievo domestici e non domestici trattati monorari, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa considera, limitatamente ai punti di prelievo non trattati su base oraria localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l'anno precedente. Qualora l'impresa distributrice sottesa fosse stata inadempiente anche nell'anno precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

24.2 Qualora un'impresa distributrice sottesa non trasmetta i dati di cui al comma 23.2, ai fini della verifica della condizione di cui al comma 20.1, l'impresa distributrice di riferimento a cui la suddetta impresa è sottesa considera, limitatamente ai punti di prelievo trattati monorari localizzati nell'ambito territoriale dell'impresa distributrice sottesa inadempiente, il dato comunicato l'anno precedente. Qualora l'impresa distributrice sottesa fosse risultata inadempiente anche nell'anno precedente, l'impresa distributrice di riferimento considera il suddetto dato pari a zero.

24.3 Le imprese distributrici di riferimento segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui all'art. 23 da parte delle imprese distributrici ad esse sottese; Terna e le imprese distributrici sottese segnalano all'Autorità qualsiasi inadempienza agli obblighi informativi di cui all'art. 23, da parte delle imprese distributrici di riferimento.

TITOLO VI

DISPOSIZIONI TRANSITORIE E FINALI

Art. 25.

Rettifica dei dati comunicati in adempimento agli obblighi informativi

25.1 I dati comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi dell'art. 15 e dell'art. 23, ad eccezione di quelli comunicati ai sensi del comma 23.2, lettera *a)*, e i dati comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi dell'art. 16 e dell'art. 23, ad eccezione di quelli comunicati ai sensi del comma 23.2, lettera *b)*, acquisiscono carattere definitivo il 10 maggio dell'anno successivo a quello cui tali dati si riferiscono. Decorso tale termine, ai fini del conguaglio di cui all'art. 12 relativo all'anno solare precedente essi non possono essere rettificati dalle imprese distributrici che li hanno inviati.

25.2 I dati comunicati dalle imprese distributrici sottese ai sensi del comma 23.2, lettera *a)* e i dati comunicati dalle imprese distributrici di riferimento ai sensi del comma 23.2, lettera *b)* acquisiscono carattere definitivo il 10 agosto dell'anno in cui sono stati comunicati, onde permettere a Terna la verifica del soddisfacimento della condizione di cui al comma 20.1 e l'eventuale applicazione del conguaglio compensativo per l'anno solare successivo. Decorso tale termine le verifiche effettuate da Terna sulla base dei dati pervenuti dalle imprese distributrici di riferimento acquisisce carattere definitivo e non può più essere modificata sino all'anno successivo.

Art. 26.

Disposizioni finali

26.1 Entro il 15 febbraio 2008 le imprese distributrici di riferimento comunicano alle imprese distributrici sottese il formato e le modalità di messa a disposizione dei dati per gli obblighi informativi di cui all'art. 16 e all'art. 23.

26.2 Entro il 15 febbraio 2008 Terna comunica alle imprese distributrici di riferimento il formato e le modalità di messa a disposizione dei dati per gli obblighi informativi di cui all'art. 16 e all'art. 23.

26.3 Ai fini della determinazione del prelievo residuo di area di cui all'art. 6, dei CRPP di cui all'art. 9, delle partite fisiche di conguaglio di cui all'art. 13 e del corrispettivo di conguaglio compensativo di cui all'art. 21, le energie immesse e prelevate da ciascun punto di prelievo sono aumentate del fattore percentuale per tenere conto delle perdite standard di energia elettrica sulle reti con obbligo di connessione di terzi di cui al comma 12.6 della deliberazione n. 111/06.

Art. 27.

Disposizioni transitorie per l'anno 2008

27.1 In tutte le aree di riferimento, per ciascun punto di prelievo non trattato su base oraria è determinato un unico CRPP come:

$$CRPP = \frac{EP^m}{E_{anno}^{f+m}}$$

dove:

i) EP^m è l'energia prelevata dal medesimo punto di prelievo nel corso dell'anno solare precedente;

ii) E_{anno}^{f+m} è l'energia complessivamente prelevata nell'anno solare precedente da tutti i punti di prelievo non trattati su base oraria, determinata come somma dei prelievi residui di area occorsi in ciascuna ora dell'anno considerato.

27.2 I CRPP di cui al comma 27.1:

a) sono determinati dalle imprese distributrici entro il 15 marzo 2008, eventualmente utilizzando opportuni criteri di stima per la determinazione dell'energia prelevata da ciascun punto di prelievo;

b) sono validi in tutte le fasce orarie e in tutti i bimestri convenzionali con decorrenza 1° aprile 2008 sino alla successiva determinazione prevista per il maggio 2009.

27.3 Ai fini della determinazione dei CRPP dei punti di prelievo dell'impresa distributrice sottesa, le imprese distributrici di riferimento entro il 29 febbraio 2008 rendono disponibili alle imprese distributrici ad esse sottese l'energia E_{anno}^{F+m} di cui al comma 27.1, punto *ii)* relativa all'anno solare precedente.

27.4 Le imprese distributrici non devono ottemperare agli obblighi informativi di cui al comma 23.1, titolo V Terna non deve procedere alla regolazione delle partite economiche di cui al comma 23.4.

TABELLA 1

Corrispettivi di conguaglio compensativo per l'anno 2008	Punti di prelievo di clienti domestici in bassa tensione (P^d)	Altri punti di prelievo in bassa tensione (P^{nd})
centesimi di euro al kWh	0,0000	0,0000

DELIBERAZIONE 6 novembre 2007

Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/2003, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/2004. (Deliberazione n. 280/07).

L'AUTORITÀ
PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS

Nella riunione del 6 novembre 2007

Visti:

la direttiva 2001/77/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 settembre 2001 (di seguito: direttiva 2001/77/CE);

la direttiva 2004/8/CE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e che modifica la direttiva 92/42/CE (di seguito: direttiva 2004/8/CE);

la legge 14 novembre 1995, n. 481/1995;

la legge 23 agosto 2004, n. 239/2004 (di seguito: legge n. 239/2004);

la legge 27 dicembre 2006, n. 296/2006 (di seguito: legge n. 296/2006), e in particolare l'art. 1, comma 1120;

la legge 3 agosto 2007, n. 125/2007, di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia (di seguito: legge n. 125/2007);

il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79/1999 (di seguito: decreto legislativo n. 79/1999);

il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/2003, recante attuazione della direttiva 2001/77/CE (di seguito: decreto legislativo n. 387/2003);

il decreto legislativo 8 febbraio 2007, n. 20/2007, recante attuazione della direttiva 2004/8/CE (di seguito: decreto legislativo n. 20/2007);

il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, recante criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004);

il provvedimento del Comitato interministeriale dei prezzi (di seguito: Cip) 29 aprile 1992, n. 6/92, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 4 agosto 1994 e dal decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato 24 gennaio 1997 (di seguito: provvedimento Cip n. 6/1992);

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 28 ottobre 1997, n. 108/1997 (di seguito: deliberazione n. 108/1997);

la deliberazione dell'Autorità 19 marzo 2002, n. 42/2002, come successivamente modificata ed integrata (di seguito: deliberazione n. 42/2002);

il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e diritti fissi, allegato alla deliberazione dell'Autorità 30 gennaio 2004, n. 5/2004, e sue successive modifiche e integrazioni (di seguito: Testo integrato);

la deliberazione dell'Autorità 22 aprile 2004, n. 60/2004 (di seguito: deliberazione n. 60/2004);

la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2005, n. 34/2005, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 34/2005);

l'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 9 giugno 2006, n. 111/2006, e sue successive modifiche ed integrazioni (di seguito: deliberazione n. 111/2006);

la deliberazione dell'Autorità 27 dicembre 2006, n. 317/2006 (di seguito: deliberazione n. 317/2006);

il documento per la consultazione 2 luglio 2007, n. 26/2007, recante modalità e condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239 (di seguito: documento per la consultazione);

le osservazioni al documento per la consultazione di cui al precedente alinea pervenute all'Autorità.

Considerato che:

il combinato disposto dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004 prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta:

da impianti di potenza inferiore a 10 MVA;

da impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;

ai sensi dell'art. 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo n. 79/1999, ad eccezione di quella ceduta al Gestore dei servizi elettrici (di seguito: GSE) nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/1989, n. 34/1990, n. 6/1992, nonché della deliberazione n. 108/1997, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione, fino alla loro scadenza;

l'art. 1, comma 1120, della legge n. 296/2006 ha, tra l'altro:

abrogato l'art. 17, commi 1, 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003, escludendo quindi i rifiuti non biodegradabili dal trattamento previsto per le fonti rinnovabili;

soppresso le parole: «o assimilate» all'art. 22, comma 1, della legge n. 9/1991;

soppresso l'ultimo periodo dell'art. 22, comma 5, della medesima legge;

soppresso le parole: «ed assimilate» all'art. 22, comma 7, della legge n. 9/1991;

soppresso le parole: «e assimilate» dalla rubrica degli articoli 22 e 23 della medesima legge;

le disposizioni richiamate al precedente alinea comportano, rispettivamente, che:

per l'energia elettrica prodotta dalla parte non biodegradabile dei rifiuti, non si applichino i prezzi e le condizioni previste per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili;

le eccedenze da impianti alimentati da fonti assimilate di potenza maggiore o uguale a 10 MVA non possano più essere ritirate dai gestori di rete;

con la deliberazione n. 34/2005, l'Autorità ha definito le modalità per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004 (di seguito: ritiro dedicato), prevedendo disposizioni di carattere tecnico ed economico per l'attuazione delle relative disposizioni di legge alla luce dell'assetto del sistema elettrico e dello stato di evoluzione della normativa adottata dalla medesima Autorità;

il regime di ritiro dedicato regolato dalla deliberazione n. 34/2005 ha trovato fondamento in una serie di elementi che, a partire dal 1° luglio 2007, in applicazione alla legge n. 125/2007, hanno subito mutamenti tali da determinare la necessità di pervenire alla definizione di nuove condizioni per il funzionamento di tale regime;

a partire dal 1° luglio 2007, tutti i clienti hanno acquisito indistintamente la qualifica di cliente idoneo, il ruolo delle imprese distributrici è focalizzato sull'attività di distribuzione e, nel contempo, si è assistito al venir meno del mercato vincolato e dei meccanismi che regolano l'approvvigionamento elettrico per tale bacino di clienti;

pertanto, il ruolo di interfaccia commerciale nei confronti dei produttori ai fini del ritiro dedicato deve essere rivisto, prevedendo l'introduzione di una disciplina compatibile con l'attuale ruolo delle imprese distributrici, una valorizzazione dell'energia elettrica in linea con la valorizzazione del mercato elettrico e un'efficiente allocazione degli oneri conseguenti all'accesso al mercato elettrico dell'energia elettrica ritirata;

occorre ridefinire le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato tenendo conto della completa apertura e del nuovo assetto del mercato elettrico, del fatto che il ritiro dedicato è una modalità di ritiro dell'energia elettrica alternativa rispetto al libero mercato, a cui i produttori possono comunque accedere direttamente o tramite un grossista, e che il ritiro dedicato debba prevedere semplificazioni e non anche incentivi per i produttori;

l'Autorità, con il documento per la consultazione 2 luglio 2007, n. 26/2007, ha presentato alcune ipotesi per il raggiungimento delle finalità di cui al precedente alinea;

nel corso della consultazione sono emerse, tra le altre, le seguenti considerazioni:

a) per quanto riguarda l'esigenza di rivedere il regime di ritiro dedicato al fine di renderlo coerente il nuovo assetto del mercato elettrico a seguito del 1° luglio 2007, emerge un generale consenso;

b) per quanto riguarda l'individuazione di un nuovo intermediario commerciale in coerenza con il nuovo assetto del mercato elettrico a seguito del 1° luglio 2007, il GSE viene ritenuto complessivamente un buon riferimento viste le competenze e il ruolo che attualmente ricopre nel sistema elettrico. Alcuni grossisti ritengono invece che il ruolo di intermediazione commerciale dovrebbe essere esteso ai grossisti alle medesime condizioni, per evitare che quantitativi crescenti di energia elettrica vengano sottratti alla vendita diretta ai clienti. Inoltre, alcuni grossisti chiedono che «qualora non sia garantita al grossista la possibilità di ritiro alle medesime condizioni del GSE, la successiva vendita dell'energia da parte del GSE non avvenga in borsa ma questa sia ceduta ai clienti grossisti o finali». Anche alcune associazioni di produttori propongono l'individuazione di grossisti qualificati ai quali sia consentita l'applicazione delle stesse semplificazioni consentite al GSE. Ciò al fine di consentire al produttore di trarre vantaggio dal fatto di avere un unico interlocutore per le immissioni, i prelievi e la fornitura di combustibile;

c) per quanto riguarda i prezzi di ritiro dell'energia elettrica, in generale i produttori e loro associazioni chiedono l'applicazione di prezzi medi mensili, per fascia o unici nel caso di fonti rinnovabili non programmabili, mentre i grossisti chiedono l'applicazione dei prezzi zonali orari, perché tale opzione permette una maggiore aderenza alle condizioni di mercato e quindi, a loro parere, minori distorsioni. Alcuni produttori e loro associazioni richiedono che il riferimento di prezzo, per le fonti rinnovabili, sia un prezzo unico a livello nazionale, in considerazione del fatto che l'ubicazione di un impianto alimentato da fonte rinnovabile non può essere scelta ma dipende dalla disponibilità della fonte. Infine alcune associazioni di produttori da impianti cogenerativi richiedono che sia estesa anche alla cogenerazione ad alto rendimento la possibilità di applicare i prezzi medi mensili indifferenziati per fasce orarie;

d) per quanto riguarda i prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, alcune associazioni segnalano la necessità di adeguarne il valore ai reali costi di esercizio, ritenuti molto elevati con particolare riferimento agli impianti idroelettrici di piccola taglia, eventualmente differenziandoli per fonte. Le medesime associazioni segnalano l'esigenza di adeguare annualmente i prezzi minimi garantiti sulla base dell'indice Istat, anziché sulla base del 40% del medesimo indice come attualmente avviene. I grossisti sottolineano la necessità di applicare i prezzi minimi garantiti anche nel caso di cessione dell'energia elettrica sul libero mercato per evitare di alterare il mercato escludendo di fatto i piccoli impianti dal raggio d'azione dei grossisti;

e) per quanto riguarda la regolazione del servizio di dispacciamento in immissione, pur condividendo l'esigenza di migliorare la programmabilità e la prevedibilità delle immissioni degli impianti, i produttori non condividono l'obbligo di presentazione dei programmi di immissione (proposto per gli impianti alimentati da fonti programmabili di taglia superiore a 1 MW) né l'applicazione, seppur semplificata, dei corrispettivi di sbilanciamento. I grossisti invece condividono il tentativo di allineare le modalità per il ritiro dedicato alle condizioni del libero mercato. Viene inoltre segnalata la necessità di applicare a tutti, non solo nell'ambito del ritiro dedicato, il premio previsto al fine di migliorare la prevedibilità delle immissioni degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili. Alcune associazioni non condividono la presenza di un premio poiché ritengono che le immissioni degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili siano totalmente imprevedibili e che, quindi, non abbia senso promuoverne la prevedibilità.

Ritenuto opportuno prevedere che:

ai fini dell'applicazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004, il gestore di rete cui l'impianto è connesso, che nella maggior parte dei casi coincide con l'impresa distributrice, si limiti a svolgere le funzioni di ritiro «fisico» dell'energia elettrica oltre che di rilevazione e registrazione delle misure, poiché le imprese distributrici non svolgono più attività di commercializzazione dell'energia elettrica quali quelle precedentemente previste nell'ambito del mercato vincolato;

il ritiro dedicato, al fine di garantire maggiori certezze e semplicità nelle procedure ai produttori, debba essere effettuato da un unico soggetto intermediario a livello nazionale e che i grossisti possano comunque rappresentare i produttori ai fini della gestione del rapporto con il GSE;

venga ridefinito, ai fini del ritiro dedicato, il ruolo di intermediazione commerciale tra i produttori e il sistema elettrico, assegnandolo al GSE in quanto il GSE medesimo:

a seguito del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, ha assunto un ruolo prevalentemente rivolto alla gestione, alla promozione e all'incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione in Italia;

ha già acquisito una considerevole esperienza nella gestione dell'energia elettrica ritirata nell'ambito di convenzioni di cessione destinata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/1992, inclusa la cessione della medesima energia al mercato;

cede già al mercato elettrico l'energia elettrica ritirata ai sensi dell'art. 3, comma 3.11, della deliberazione n. 34/05 (eccedenze rispetto alle convenzioni Cip n. 6/92), come previsto dall'art. 8 della deliberazione n. 112/06;

è in grado di soddisfare le necessità di monitoraggio centralizzato dei flussi commerciali collegati al regime di ritiro dedicato;

il GSE ritiri commercialmente l'energia elettrica dai produttori aventi diritto, rivendendo tale energia sul mercato elettrico, in applicazione alla regolazione vigente, e garantendone il monitoraggio a livello nazionale;

le differenze, positive o negative, ove presenti, tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato, oltre che gli altri costi sostenuti dal GSE in applicazione del presente provvedimento, vengano compensate dal Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera *b)*, del Testo integrato, alimentato dalla componente tariffaria A_3.

Ritenuto opportuno prevedere che:

il ritiro commerciale dell'energia elettrica per gli aventi diritto sia regolato da una convenzione, sottoscritta dal produttore e dal GSE, che sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione dell'energia elettrica, ma che non sostituisce gli adempimenti relativi alla connessione e alla conclusione del regolamento di esercizio dell'impianto né la regolazione relativa ad eventuali prelievi di energia elettrica effettuati dal produttore;

al fine di evitare comportamenti opportunistici, il produttore che si avvale delle modalità di ritiro dedicato debba richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa in rete, ad eccezione di quella autoconsumata istantaneamente e di quella ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali di cui all'art. 13, commi 2 e 3, del decreto legislativo n. 387/2003;

ai fini del ritiro dedicato, si faccia riferimento al prezzo di vendita zonale, in quanto più aderente alle condizioni economiche di mercato per la vendita e perché garantisce la continuità con l'attuale deliberazione n. 34/2005, che fa riferimento ad un prezzo di vendita costituito dalla somma tra i prezzi medi mensili definiti dall'Acquirente Unico e il valore medio mensile della componente a coperture dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (cd. componente CCT);

ai fini di ridurre i rischi di distorsione del mercato e di contenere gli oneri a carico della collettività derivanti da scostamenti dal regime di mercato, il GSE riconosca i prezzi zonali orari;

il GSE riconosca i prezzi minimi garantiti definiti dall'Autorità per il primo e il secondo milione di kWh immessi in rete annualmente da ciascun impianto alimentato da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, al fine di assicurare la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni anche qualora i prezzi di mercato dovessero scendere significativamente, con-

siderati i benefici in termini ambientali, di tutela del territorio e di sviluppo delle risorse marginali o residuali che detti impianti comportano;

i prezzi minimi garantiti e gli scaglioni di produzione entro cui si applicano vengano rivisti e differenziati per fonti, con successivi provvedimenti, anche tenendo conto dei risultati delle analisi che l'Autorità sta conducendo in materia di costi di generazione da fonti rinnovabili nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione n. 317/2006, a partire dalle fonti per le quali vi sono già dati disponibili;

il GSE regoli con i produttori che si avvalgono del ritiro dedicato i corrispettivi previsti per il servizio di trasporto dalla regolazione vigente;

il GSE regoli con i produttori che si avvalgono del ritiro dedicato i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni previsti dalla regolazione vigente, limitatamente agli impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW;

siano introdotti degli strumenti, il più possibile di semplice applicazione per i produttori, che promuovano una corretta programmazione degli impianti di produzione di energia elettrica, seppur di piccola taglia, al fine di minimizzare l'impatto che la totale assenza di programmazione ha sul sistema elettrico, in termini di costi di dispacciamento;

i produttori responsabili di impianti alimentati da fonti non rinnovabili o da fonti rinnovabili programmabili siano tenuti alla presentazione dei programmi di immissione al GSE, ad eccezione del caso di impianti programmabili con potenza fino a 1 MW, per i quali la presentazione dei programmi di immissione al GSE sia una facoltà del produttore;

il GSE applichi ai produttori che si avvalgono del ritiro dedicato dei corrispettivi a copertura dei costi di sbilanciamento in misura proporzionale all'energia elettrica immessa, nel caso di impianti alimentati da fonti programmabili di potenza fino a 1 MW per i quali non sono stati presentati i programmi di immissione, e in misura proporzionale allo sbilanciamento effettivo per tutti gli altri impianti alimentati da fonti programmabili;

il GSE definisca delle procedure finalizzate a migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, tenendo conto della serie storica dei dati di immissione dei medesimi impianti come forniti dai produttori al GSE;

il GSE applichi ai produttori che si avvalgono del ritiro dedicato un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore dell'energia elettrica ritirata ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004, a copertura dei costi amministrativi, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto;

la deliberazione n. 111/2006 sia modificata al fine di consentire l'applicazione del presente provvedimento, definendo il GSE quale utente del dispacciamento in immissione e operatore di mercato per le unità di produzione che si avvalgono del ritiro dedicato;

il Testo integrato sia modificato, per il prossimo periodo regolatorio, anche al fine di consentire l'applicazione del presente provvedimento, definendo il GSE quale soggetto tenuto alla regolazione, con le imprese distributrici e con Terna, dei corrispettivi relativi al servizio di trasporto in immissione;

i corrispettivi di cui ai precedenti alinea siano periodicamente aggiornati coerentemente con l'evoluzione della regolazione vigente

Delibera:

1. di approvare le modalità e le condizioni tecnico economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239, di cui all'*Allegato A*, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;

2. di modificare la deliberazione n. 111/2006 nei punti di seguito indicati:

all'art. 1, comma 1.1, la definizione:

«energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 è l'energia elettrica ritirata dal gestore di rete ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 34/05. L'energia elettrica prodotta dalle unità di produzione di potenza inferiore a 10 MVA alimentate dai rifiuti di cui all'art. 17, comma 1, del decreto legislativo n. 387/2003 rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003;»

è sostituita dalla seguente:

«energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 è l'energia elettrica ritirata ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 280/2007;»;

all'art. 1, comma 1.1, la definizione:

«energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/2004 è l'energia elettrica ritirata dal gestore di rete ai sensi del comma 41, della legge n. 239/2004, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 34/2005;»

è sostituita dalla seguente:

«energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/2004 è l'energia elettrica ritirata ai sensi del comma 41, della legge n. 239/2004, secondo le modalità previste dalla deliberazione n. 280/2007;»;

all'art. 1, comma 1.1, la definizione:

«il Gestore del sistema elettrico è la società Gestore del sistema elettrico - GRTN S.p.A. di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;»

è sostituita dalla seguente:

«il Gestore dei servizi elettrici è la società Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.A. di cui al decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004;»;

all'art. 4, comma 4.1, la lettera *e)* è sostituita dalla seguente:

«*e)* il Gestore dei servizi elettrici per le unità di produzione CIP6/92 oltre che per le unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004.»;

all'art. 4, il comma 4.3 è soppresso;

all'art. 4, comma 4.5, le parole «ad eccezione delle unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 per la quale il soggetto si sia avvalso del gestore di rete per la conclusione del medesimo contratto» sono soppresse;

all'art. 8, comma 8.1, le lettere *i)* e *j)* sono sostituite dalle seguenti:

«*i)* unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 ad eccezione delle unità di produzione decreto legislativo 387/2003 o legge n. 239/2004 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

j) unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

k) unità di produzione diverse da quelle di cui alle lettere da *a)* a *j)* del presente comma.»;

all'art. 8, comma 8.2, la lettera *i)* è sostituita dalle seguenti:

«*i)* unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 ad eccezione delle unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;

j) unità di produzione decreto legislativo n. 387/2003 o legge n. 239/2004 alimentate da fonti rinnovabili non programmabili;»;

all'art. 8, comma 8.2, lettera *g)*, le parole «da *h)* a *i)*» sono sostituite dalle seguenti «da *h)* a *j)*»;

all'art. 10, comma 10.4, le parole «ad eccezione delle unità di produzione di cui al comma 8.2, lettera *i)*» sono soppresse;

all'art. 10, il comma 10.5 è soppresso;

all'art. 14, il comma 14.8 è soppresso;

all'art. 14, il comma 14.9 è soppresso;

all'art. 18, il comma 18.5 è soppresso;

all'art. 36, comma 36.1, le parole «, ad eccezione di quelli relativi ad unità di produzione d.lgs. 387/03 o legge n. 239/04» sono soppresse;

all'art. 36, il comma 36.2 è soppresso;

all'art. 38, comma 38.1, lettera *a)*, le parole «, ad eccezione dei punti di dispacciamento delle unità di produzione d.lgs. n. 387/03 o legge n. 239/04;» sono soppresse;

all'art. 38, il comma 38.3-*bis* è soppresso;

all'art. 38, il comma 38.4 è soppresso;

all'art. 40, il comma 40.7 è soppresso;

all'art. 43, comma 43.2, le parole «, ad eccezione dei punti di dispacciamento per unità di produzione decreto legislativo n. 387/03 o legge n. 239/04,» sono soppresse;

all'art. 43, il comma 43.4 è soppresso;

nel testo della deliberazione, le parole «Gestore del sistema elettrico» sono sostituite dalle parole «Gestore dei servizi elettrici»;

3. di prevedere, per le convenzioni stipulate ai sensi della deliberazione n. 34/05 e vigenti al 31 dicembre 2007, che i gestori di rete competenti, entro il 30 novembre 2007, diano comunicazione ai produttori del venir meno, a decorrere dal 1º gennaio 2008, del rapporto contrattuale preesistente e della possibilità di sostituirlo, dalla medesima data, con un nuovo rapporto contrattuale da siglare con il GSE in applicazione del presente provvedimento.

4. di prevedere che i produttori per i quali, al 31 dicembre 2007, è vigente una convenzione siglata, ai sensi della deliberazione n. 34/05, con il gestore di rete cui l'impianto è connesso e che intendano accedere al ritiro dedicato secondo le modalità di cui al presente provvedimento a decorrere dal 1º gennaio 2008 siano tenuti a:

i) presentare al GSE un'istanza analoga a quella di cui al comma 3.1 dell'Allegato A;

ii) trasmettere al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, i dati del proprio impianto, ivi inclusa la convenzione siglata con il gestore di rete competente e vigente fino al 31 dicembre 2007;

5. di prevedere che l'*Allegato A* al presente provvedimento, oltre che il punto 2 del presente provvedimento, abbia effetti a decorrere dal 1º gennaio 2008;

6. di prevedere che, transitoriamente e comunque non oltre il 31 maggio 2008, fino a che sia completata la predisposizione e il collaudo dei sistemi informatici necessari per la gestione dei programmi orari e dei profili orari di immissione, il GSE riconosca ai produttori, in acconto e salvo conguaglio, prezzi medi di ritiro dell'energia elettrica immessa;

7. di abrogare la deliberazione n. 34/05 a decorrere dal 1º gennaio 2008, ad eccezione dell'art. 8, commi 8.2 e 8.3, della medesima deliberazione che mantengono la loro validità fino al 31 maggio 2008;

8. di pubblicare sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), la deliberazione n. 111/06 nella versione risultante dalle modifiche ed integrazioni apportate con il presente provvedimento;

9. di pubblicare il presente provvedimento sulla *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica Italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it), affinché entri in vigore con decorrenza dalla data della sua prima pubblicazione.

Milano, 6 novembre 2007

Il presidente: Ortis

ALLEGATO A

MODALITÀ E CONDIZIONI TECNICO ECONOMICHE PER IL RITIRO DELL'ENERGIA ELETTRICA AI SENSI DELL'ART.13, COMMI 3 E 4, DEL DECRETO LEGISLATIVO 29 DICEMBRE 2003, N. 387, E DEL COMMA 41 DELLA LEGGE 23 AGOSTO 2004, N. 239

TITOLO I

DISPOSIZIONI GENERALI

Art. 1.

Definizioni

1.1. Ai fini del presente provvedimento si applicano le definizioni di cui all'art. 2 del decreto legislativo n. 387/2003, le definizioni di cui all'art. 1 dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/06, le definizioni di cui all'art. 1 del Testo integrato, nonché le seguenti definizioni:

a) energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 è l'energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, ivi compresa la produzione imputabile delle centrali ibride, nonché dagli impianti di potenza qualsiasi alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, ad eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della deliberazione n. 108/97, limitatamente alle unità di produzione nuove, potenziate o rifatte, come definite dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione;

b) energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/2004 è l'energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti non rinnovabili di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA, ivi compresa la produzione non imputabile delle centrali ibride, e l'energia elettrica prodotta, come eccedenze, dagli impianti, di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, purché nella titolarità di un autoproduttore, come definito dall'art. 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/1999, ad eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della deliberazione n. 108/97, limitatamente alle unità di produzione nuove, potenziate o rifatte, come definite dagli articoli 1 e 4 della medesima deliberazione;

c) energia elettrica immessa, ai fini della remunerazione dell'energia elettrica e della disciplina degli sbilanciamenti, è l'energia elettrica effettivamente immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi aumentata di un fattore percentuale, nel caso di punti di immissione in bassa tensione ed in media tensione, secondo le stesse modalità previste dall'art. 12, comma 12.6, lettera *a)*, dell'Allegato A alla deliberazione n. 111/2006;

d) Gse è la società Gestore dei servizi elettrici S.p.A.;

e) gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione di una rete elettrica con obbligo di connessione di terzi, nonché delle attività di manutenzione e di sviluppo della medesima, ivi inclusi Terna e le imprese distributrici, di cui al decreto legislativo n. 79/1999;

f) impianto idroelettrico è l'insieme delle opere di presa, di adduzione e di restituzione, delle opere civili ed elettromeccaniche a cui è associato il disciplinare di concessione di derivazione d'acqua. Nel caso in cui più impianti idroelettrici, tra loro indipendenti e ciascuno con un proprio punto di connessione alla rete, abbiano un solo disciplinare di concessione idroelettrica riferito ad un valore unico di potenza nominale media annua per l'insieme degli impianti, ai soli fini dell'applicazione del presente provvedimento, essi sono trattati come impianti separati, ciascuno con un valore di potenza nominale media annua ottenuto attribuendo il valore complessivo in maniera proporzionale alla potenza attiva nominale del singolo impianto;

g) impianto (non idroelettrico) è, di norma, l'insieme dei gruppi di generazione di energia elettrica posti a monte del punto di connessione con la rete con obbligo di connessione di terzi;

h) potenza apparente nominale di un generatore è il dato di potenza espresso in MVA riportato sui dati di targa del generatore medesimo, come fissato all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminato a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;

i) potenza apparente nominale di un impianto è la somma, espressa in MVA, delle potenze apparenti nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;

j) potenza attiva nominale di un generatore è la massima potenza attiva espressa in MW (calcolata moltiplicando la potenza apparente nominale in MVA per il fattore di potenza nominale) erogabile in regime continuo che è riportata sui dati di targa del generatore, come fissati all'atto del collaudo, della messa in servizio, o rideterminati a seguito di interventi di riqualificazione del macchinario;

k) potenza attiva nominale di un impianto è la somma, espressa in MW, delle potenze attive nominali dei generatori che costituiscono l'impianto;

l) potenza nominale media annua è, per gli impianti idroelettrici, la potenza nominale di concessione di derivazione d'acqua, tenendo conto della decurtazione conseguente all'applicazione del deflusso minimo vitale;

m) ritiro dedicato è il ritiro dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e dell'energia elettrica di cui al comma 41 della legge n. 239/2004 da parte del gestore di rete a cui l'impianto è connesso e per la cui regolazione economica agisce il GSE sulla base delle modalità e delle condizioni definite dal presente provvedimento.

Art. 2.

Oggetto e finalità

2.1. Il presente provvedimento disciplina le modalità e le condizioni economiche per il ritiro dedicato dell'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e di cui al comma 41 della legge n. 239/2004.

2.2. Le disposizioni di cui al presente provvedimento perseguono le finalità di consentire l'accesso indiretto al mercato elettrico secondo principi di semplicità procedurale, condizioni di certezza, trasparenza e non discriminazione, tenendo conto di quanto previsto dall'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e dal comma 41 della legge n. 239/2004.

TITOLO II

MODALITÀ PROCEDURALI

Art. 3.

Procedure per il ritiro dell'energia elettrica

3.1. Il produttore che intende avvalersi del ritiro dedicato presenta istanza al GSE, utilizzando uno schema di istanza definito dal GSE, positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.

3.2. Il GSE stipula con il produttore la convenzione per la regolazione economica del ritiro dell'energia elettrica, ivi incluse le tempistiche di pagamento, secondo uno schema di convenzione definito dal medesimo GSE sulla base di quanto previsto dal presente provvedimento e positivamente verificato dal Direttore della Direzione mercati dell'Autorità.

3.3. La convenzione di cui al comma 3.2, sostituisce ogni altro adempimento relativo alla cessione commerciale dell'energia elettrica immessa e all'accesso ai servizi di dispacciamento e di trasporto in immissione dell'energia elettrica. Tale convenzione è di durata annuale solare e tacitamente rinnovabile.

3.4. Il produttore che intende avvalersi del ritiro dedicato è tenuto a richiedere il ritiro dell'intera quantità di energia elettrica prodotta e immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi, al netto quindi degli autoconsumi in sito, ad eccezione dell'energia elettrica ceduta nell'ambito delle convenzioni di cessione pluriennali richiamate dall'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e dal comma 41 della legge n. 239/2004.

3.5. Nei casi di cui al comma 3.1, il ritiro dell'energia elettrica secondo le modalità di cui al presente provvedimento può avere inizio a decorrere dal decimo giorno successivo a quello in cui viene inoltrata al GSE l'istanza di cui al comma 3.1. Nel caso di inoltro a mano o tramite corriere o tramite posta prioritaria o posta ordinaria, la data di inoltro coincide con la data di ricevimento della domanda medesima da parte del GSE, come da quest'ultimo registrata.

3.6. Ai fini dell'applicazione delle disposizioni di cui al presente articolo, nonché ai fini della gestione operativa del ritiro dedicato, il GSE predispone un apposito portale informatico.

Art. 4.

Gestione della convenzione per il ritiro dedicato

4.1. La convenzione di cui al comma 3.2 regola le condizioni economiche relative al ritiro dedicato, nonché le condizioni economiche relative al servizio di trasporto e di dispacciamento in immissione.

4.2. Nell'ambito della convenzione di cui al comma 3.2, il GSE, dando separata evidenza alle diverse voci:

a) riconosce i prezzi definiti all'art. 6 e/o all'art. 7 per l'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato;

b) applica i corrispettivi di cui all'art. 17, comma 17.1, lettera *b)*, e all'art. 19 del Testo integrato;

c) per i soli impianti di potenza attiva nominale superiore a 50 kW, applica i corrispettivi per il servizio di aggregazione delle misure delle immissioni di cui all'art. 36, comma 36.1, della deliberazione n. 111/06;

d) per i soli impianti alimentati da fonti programmabili, applica i corrispettivi di sbilanciamento calcolati secondo quanto previsto dall'art. 8;

e) applica un corrispettivo pari allo 0,5% del controvalore, di cui alla lettera *a)*, dell'energia elettrica ritirata ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004, a copertura dei costi amministrativi, fino a un massimo di 3.500 euro all'anno per impianto.

4.3. Nel caso in cui più impianti presentino un unico punto di connessione alla rete e non sia possibile misurare separatamente le quantità di energia elettrica immesse in rete da ciascun impianto, l'attribuzione ai singoli impianti dell'energia elettrica complessivamente immessa viene effettuata dal GSE secondo un criterio di proporzionalità alle quantità totali di energia elettrica lorda prodotta da ogni impianto. A tal fine, il produttore è tenuto a trasmettere al GSE, su base mensile, le misure dell'energia elettrica prodotta da ogni impianto, oltre che, su base annuale per l'anno solare precedente, copia della dichiarazione di produzione di energia elettrica presentata all'Ufficio tecnico di finanza, ove prevista dalla legislazione vigente.

Art. 5.

Obblighi procedurali per i produttori

5.1. Ai fini dell'applicazione del presente provvedimento, i produttori, per ogni impianto, sono tenuti a:

a) fornire al GSE, tramite il portale informatico appositamente predisposto, i dati necessari al medesimo GSE come da quest'ultimo indicati;

b) nel caso di impianti di potenza attiva nominale superiore a 1 MW alimentati da fonti programmabili, oltre che nel caso di impianti di potenza apparente nominale maggiore o uguale a 10 MVA, trasmettere al GSE, tramite il portale informatico da quest'ultimo predisposto, il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell'anno. Il medesimo produttore può modificare tale programma entro le ore 17 del secondo giorno precedente a quello cui il programma medesimo è riferito;

c) nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, trasmettere al GSE, secondo modalità da quest'ultimo definite, i dati storici disponibili relativi alla disponibilità della fonte ed alle immissioni dell'energia elettrica, oltre che altri dati eventualmente richiesti dal GSE al fine di consentire il miglioramento delle previsioni di immissione da tali impianti. Il GSE segnala all'Autorità i casi di reiterata inadempienza al suddetto obbligo, ai fini dell'adozione di provvedimenti di propria competenza. Detti casi di reiterata inadempienza possono comportare la risoluzione della convenzione di cui al comma 3.2;

d) consentire l'accesso all'impianto e alle relative infrastrutture al GSE e agli altri soggetti di cui il medesimo può avvalersi per l'espletamento delle attività di verifica e controllo previste dall'art. 11 del presente provvedimento;

e) nei casi in cui l'energia elettrica venga ritirata, come eccedenza, dagli impianti, di potenza apparente nominale uguale o superiore a 10 MVA, alimentati da fonti rinnovabili diverse dalla fonte eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice ed idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente, trasmettere al GSE, con dichiarazione sostitutiva dell'atto notorio, al termine di ogni anno solare ed entro e non oltre il 31 marzo dell'anno successivo, i dati a consuntivo relativi all'anno precedente della quantità di energia elettrica prodotta dall'impianto e della quantità di energia elettrica autoconsumata, nonché ogni altra documentazione necessaria a dimostrare la sussistenza, per l'anno precedente, dei requisiti per acquisire il titolo di autoproduttore di cui all'art. 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/1999. Qualora il titolo di autoproduttore non dovesse essere soddisfatto per l'anno precedente, il produttore è tenuto a versare al GSE un ulteriore corrispettivo a copertura dei costi amministrativi pari all'1% del controvalore dell'energia elettrica ritirata, nell'anno precedente, ai sensi dell'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e del comma 41 della legge n. 239/2004.

5.2. I produttori, per ogni impianto di potenza attiva nominale inferiore a 1 MW alimentato da fonti programmabili e per ogni impianto di potenza apparente nominale inferiore a 10 MVA alimentato da fonti non programmabili, possono trasmettere al GSE il programma di immissione riferito a ciascuna ora dell'anno, applicando quanto previsto dal comma 5.1, lettera *b)*.

Titolo III

CONDIZIONI ECONOMICHE DEL RITIRO DEDICATO

Art. 6.

Prezzi di ritiro dell'energia elettrica

6.1. Per l'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e di cui al comma 41 della legge n. 239/2004 il GSE riconosce al produttore, in ciascuna ora, il prezzo di cui all'art. 30, comma 30.4, lettera *b)*, della deliberazione n. 111/06.

Art. 7.

Prezzi minimi garantiti

7.1. L'Autorità definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell'energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride. I prezzi minimi garantiti sono differenziati per fonte, sono definiti per scaglioni progressivi e sono riferiti all'anno solare.

7.2. I prezzi minimi garantiti di cui al comma 7.1, su richiesta del produttore all'atto della stipula della convenzione e in alternativa ai prezzi di cui all'art. 6, vengono riconosciuti dal GSE limitatamente ai primi due (2) milioni di kWh di energia elettrica immessa. Il produttore può modificare tale richiesta entro il 31 dicembre di ogni anno, a valere per l'intero anno solare successivo, dandone comunicazione al GSE secondo modalità da quest'ultimo definite. Per l'energia elettrica immessa annualmente ed eccedente i primi due (2) milioni di kWh, il GSE riconosce i prezzi di cui all'art. 6.

7.3. Nel caso in cui i prezzi minimi garantiti vengano applicati a partire da un qualsivoglia giorno successivo al 1° gennaio, i valori estremi che individuano ciascuno scaglione delle quantità di energia elettrica progressivamente ritirate nel corso dell'anno solare devono essere moltiplicati per il rapporto tra il numero dei giorni residui di applicabilità nell'ambito dell'anno solare e il numero complessivo dei giorni dell'anno solare.

7.4. Qualora, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti e la quantità di energia elettrica ad essi riferita sia inferiore al prodotto tra i prezzi di cui all'art. 6 e la stessa quantità di energia elettrica, il GSE riconosce, a conguaglio, i prezzi di cui all'art. 6.

7.5. Nelle more dei provvedimenti di cui al comma 7.1, i prezzi minimi garantiti sono definiti applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale. Con riferimento all'anno 2007, i prezzi minimi garantiti assumono i seguenti valori:

a) per i primi 500.000 di kWh annui, 96,4 euro/MWh;

b) da oltre 500.000 fino a 1.000.000 di kWh annui, 81,2 euro/MWh;

c) da oltre 1.000.000 fino a 2.000.000 di kWh annui, 71,0 euro/MWh;

Art. 8.

Determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento relativi ad impianti alimentati da fonti programmabili

8.1. Il GSE determina, con cadenza mensile, lo sbilanciamento imputabile a ciascun impianto alimentato da fonti programmabili (SBIM) per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera *b)*, o del comma 5.2. Tale sbilanciamento imputabile è calcolato come somma dei valori assoluti delle differenze tra l'energia elettrica immessa e il programma di immissione di ciascuna ora del mese di competenza. Nei casi di cui al comma 5.1, lettera *b)*, in assenza del programma di immissione, il GSE assume programmi di immissione pari a zero.

$$SBIM_i = \sum_{h=1}^{n} |I_h - P_h| [MWh]$$

dove:

$SBIM_i$ = sbilanciamento imputabile all'impianto i-esimo alimentato da fonti programmabili per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione;

I_h = energia elettrica immessa nell'ora h del mese di competenza dall'impianto;

P_h = programma di immissione dell'impianto per l'ora h del mese di competenza;

n = numero delle ore del mese di competenza.

8.2. Entro il giorno venti (20) del secondo mese successivo a quello di competenza il GSE calcola:

a) per ciascun periodo rilevante del mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la quota onerosa dei corrispettivi orari di sbilanciamento attribuiti da Terna al GSE (OS_h). Detti corrispettivi, espressi in €, sono pari alla somma algebrica tra il corrispettivo di sbilanciamento effettivo attribuito da Terna ai sensi dell'art. 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06 ed il prodotto tra lo sbilanciamento effettivo e il prezzo di cui all'art. 30, comma 30.4, lettera *b)*, della deliberazione n. 111/06;

$$OS_h = C^{sbil}_h - P^z_h \cdot Sbil_h [€]$$

dove:

OS_h = quota onerosa del corrispettivo orario di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE;

C^{sbil}_h = corrispettivo di sbilanciamento attribuito al punto di dispacciamento da Terna nell'ora h, ai sensi dell'art. 40, comma 40.1, della deliberazione n. 111/06;

P^Z_h = prezzo di vendita dell'energia elettrica nella zona in cui ricade il punto di dispacciamento per l'ora h;

$Sbil_h$ = sbilanciamento effettivo del punto di dispacciamento nell'ora h ai sensi dell'art. 39 della deliberazione n. 111/06.

b) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, il corrispettivo mensile attribuibile agli impianti alimentati da fonti programmabili (OS_m), pari alla somma dei corrispettivi di cui alla lettera *a)*;

$$OS_m = \sum_{h=1}^{n} OS_h [€]$$

dove:

OS_m = quota onerosa del corrispettivo mensile di sbilanciamento attribuito da Terna al GSE.

c) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile (CSM_m), espresso in €/MWh, pari al rapporto tra il corrispettivo di cui alla lettera *b)* e l'energia elettrica complessivamente immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del ritiro dedicato e che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$Csm = \frac{OS_m}{I_{m,tot}} [€/MWh]$$

dove:

CSM_m = corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile nel mese e per il punto di dispacciamento di competenza;

$I_{m,tot}$ = energia elettrica immessa dagli impianti alimentati da fonti programmabili che si avvalgono del presente provvedimento e che appartengono al punto di dispacciamento.

d) per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW per i quali i produttori non hanno trasmesso al GSE il programma di immissione, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBnoprog_m$), espressi in €, pari al prodotto tra il corrispettivo unitario di sbilanciamento medio mensile di cui alla lettera *c)* e la quantità di energia elettrica immessa;

$$CSBnoprog_m = CSM_m \cdot I_m [€]$$

dove:

$CSBnoprog_m$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile di potenza attiva nominale fino a 1 MW, per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza;

I_m = energia elettrica immessa dall'impianto nel mese di competenza.

e) per il mese di competenza e per ciascun punto di dispacciamento comprendente impianti alimentati da fonti programmabili, la differenza ($OSres_m$), espressa in €, tra i corrispettivi attribuibili agli impianti alimentati da fonti programmabili di cui alla lettera *b)* e la somma dei corrispettivi di sbilanciamento imputabili di cui alla lettera *d)* relativi agli impianti che appartengono al medesimo punto di dispacciamento;

$$OSres_m = OS_m - \sum_{i=1}^{k} CSBnoprog_{m,i} [€]$$

dove:

$OSres_m$ = onere di sbilanciamento residuo, relativo al mese e al punto di dispacciamento di competenza;

$CSBnoprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto i-esimo alimentato da fonte programmabile per il quale per il quale il produttore non ha trasmesso il programma di immissione nel mese di competenza.

f) per ciascun impianto alimentato da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera *b)*, o del comma 5.2, i corrispettivi di sbilanciamento imputabili ($CSBprog_m$), espressi in €, pari al prodotto tra lo sbilanciamento mensile imputabile, di cui al comma 8.1, ed il rapporto tra i corrispettivi di cui alla lettera *e)* e la somma degli sbilanciamenti mensili imputabili agli impianti alimentati da fonti programmabili per cui sono disponibili i programmi orari di immissione ai sensi del comma 5.1, lettera *b)*, o del comma 5.2, che appartengono al medesimo punto di dispacciamento.

$$CSBprog_{m,i} = OSres_{m.} \frac{SBIM_i}{\sum_{i=1}^{k} SBIM_i} [€]$$

dove:

$CSBprog_{m,i}$ = corrispettivo di sbilanciamento imputabile all'impianto alimentato da fonte programmabile per il quale il produttore è tenuto a (o ha scelto di) trasmettere il programma di immissione nel mese di competenza;

Art. 9.

Miglioramento della prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

9.1. Il GSE definisce le procedure necessarie per migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, dandone comunicazione al Direttore della Direzione mercati dell'Autorità. Ai fini dell'applicazione di tali procedure il GSE utilizza anche i dati resi disponibili dai produttori ai sensi del comma 5.1, lettera *c)*.

Titolo IV

ACCESSO AL SISTEMA ELETTRICO DELL'ENERGIA ELETTRICA RITIRATA

Art. 10.

Cessione al mercato dell'energia elettrica ritirata

10.1. Il GSE cede al mercato l'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e al comma 41 della legge n. 239/2004, in qualità di utente del dispacciamento in immissione, applicando quanto previsto dalla deliberazione n. 111/06.

10.2. Il GSE regola con Terna i corrispettivi per il servizio di trasporto previsti dagli articoli 17 e 19 del Testo integrato e relativi all'energia elettrica di cui all'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo n. 387/2003 e al comma 41 della legge n. 239/2004. A tal fine e limitatamente all'energia elettrica oggetto del ritiro dedicato, le imprese distributrici riconoscono a Terna il corrispettivo previsto dall'art. 17, comma 17.1, lettera *b)*, del Testo integrato, in deroga a quanto previsto dal medesimo Testo integrato.

Titolo V

DISPOSIZIONI FINALI

Art. 11.

Verifiche

11.1 Il GSE effettua le verifiche sugli impianti che si avvalgono del ritiro dedicato, svolte, ove necessario, attraverso sopralluoghi al fine di accertare la veridicità delle informazioni e dei dati trasmessi.

11.2 Ai fini delle verifiche di cui al comma 11.1, il GSE può avvalersi, previa approvazione dell'Autorità, della collaborazione di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico.

11.3 Il GSE segnala ogni situazione anomala riscontrata all'Autorità, che adotta i provvedimenti di propria competenza.

Art. 12.

Modalità di copertura delle risorse necessarie al GSE per l'applicazione del ritiro dedicato

12.1. La differenza tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro commerciale dell'energia elettrica e i ricavi derivanti al GSE dalla vendita della medesima energia elettrica è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera *b)*, del Testo integrato.

12.2. La remunerazione delle attività svolte dal GSE ai fini di migliorare la prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili è posta a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera *b)*, del Testo integrato, previa verifica da parte dell'Autorità e tenendo conto dei risultati ottenuti. A tal fine, il GSE, con cadenza annuale, trasmette all'Autorità i dati mensili di sbilanciamento effettivo relativi ai punti di dispacciamento che includono gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili.

12.3. I costi relativi all'avvalimento di soggetti terzi abilitati e/o enti di ricerca, di certificazione e/o istituti universitari qualificati nel settore specifico, sostenuti dal GSE ai sensi dell'art. 11, sono posti a carico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera *b)*, del Testo integrato, previa comunicazione all'Autorità al fine della verifica da parte della medesima Autorità.

12.4. Ai fini della determinazione del valore della componente tariffaria A_3, il GSE comunica all'Autorità e alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, trimestralmente, entro la prima decade del mese che precede l'aggiornamento della tariffa elettrica:

a) i dati a consuntivo, relativi ai mesi precedenti dell'anno in corso, delle quantità di energia ritirate secondo le modalità di cui al presente provvedimento e il conseguente fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all'art. 59, comma 59.1, lettera *b)*, del Testo integrato;

b) la previsione, per i mesi residui dell'anno in corso, oltre che per l'anno successivo, del gettito necessario ai fini dell'applicazione del presente provvedimento.

12.5. Nelle comunicazioni di cui al comma 12.4, il GSE evidenzia l'incidenza sul fabbisogno del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate dei singoli elementi riportati nei commi 4.2, 7.1, 9.1, 11.1 e 11.2.

12.6. Con cadenza annuale, il GSE trasmette all'Autorità una descrizione delle attività svolte nell'anno precedente e di quelle da svolgere nell'anno corrente e nei due anni successivi in applicazione degli articoli 9 e 11 del presente provvedimento, indicando anche il dettaglio dei costi sostenuti nell'anno precedente e i preventivi di spesa per l'anno corrente e i due anni successivi.

Art. 13.

Ulteriori obblighi informativi

13.1. I soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa, entro il giorno quindici (15) del mese successivo a quello di riferimento, trasmettono al GSE la registrazione delle misure dell'energia elettrica rilevate.

13.2. Il GSE può richiedere ai soggetti responsabili della rilevazione e registrazione delle misure dell'energia elettrica immessa le informazioni di cui al comma 13.1 riferite ad un periodo storico pari al massimo di cinque anni qualora necessarie al medesimo per le attività di propria competenza.

13.3. Entro il 31 marzo di ogni anno, a partire dall'anno 2009, il GSE trasmette all'Autorità l'elenco completo degli impianti, dando evidenza della denominazione, tipologia, dimensione, ragione sociale dei soggetti titolari degli impianti e quantità annuali di energia elettrica ritirata.

13.4. Il GSE, a titolo informativo, pubblica sul proprio sito internet, con cadenza mensile:

i prezzi medi mensili per fascia oraria, calcolati come media, per ciascuna fascia oraria, dei prezzi zonali orari ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE;

i prezzi unici mensili calcolati come media, per ciascun mese, dei prezzi zonali orari ponderata sulle quantità di energia complessivamente vendute in ogni relativo punto di dispacciamento gestito dal GSE.

DELIBERAZIONE 7 novembre 2007.

Obblighi di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e modifiche all'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/2004. (Deliberazione n. 281/07).

L'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA E IL GAS

Nella riunione del 7 novembre 2007

Visti:

la legge 14 novembre 1995, n. 481;

il decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 recante criteri, modalità e condizioni

per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione (di seguito: decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004);

la deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) 30 gennaio 2004, n. 4/ 2004, come successivamente modificata e integrata e, in particolare, l'Allegato A, come successivamente modificato e integrato;

la deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/2004 (di seguito: deliberazione n. 250/2004) e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione;

la deliberazione dell'Autorità 23 febbraio 2006, n. 39/2006 (di seguito: deliberazione n. 39/2006);

la deliberazione dell'Autorità 3 marzo 2006, n. 49/ 2006 (di seguito: deliberazione n. 49/2006);

la deliberazione dell'Autorità 20 giugno 2006, n. 122/2006 (di seguito: deliberazione n. 122/2006);

la deliberazione dell'Autorità 27 settembre 2006, n. 209/2006;

la deliberazione dell'Autorità 12 luglio 2007, n. 172/2007 (di seguito: deliberazione n. 172/2007) e in particolare l'allegato A alla stessa deliberazione;

il documento per la consultazione 4 aprile 2007, recante opzioni per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011), atto n. 16/2007 (di seguito: documento per la consultazione 4 aprile 2007);

il documento per la consultazione 2 agosto 2007, recante proposte per la regolazione della qualità dei servizi elettrici nel III periodo di regolazione (2008-2011), atto n. 36/2007 (di seguito: documento per la consultazione 2 agosto 2007);

le osservazioni pervenute all'Autorità da parte dei soggetti interessati in merito alle proposte di cui ai documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007.

Considerato che:

per i periodi di regolazione 2000-2003 e 2004-2007 l'Autorità ha introdotto e progressivamente messo a punto le regole di registrazione delle interruzioni del servizio per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica;

la Direzione consumatori e qualità del servizio dell'Autorità ha predisposto e periodicamente aggiornato Istruzioni tecniche per la corretta registrazione delle interruzioni sulle reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione;

con i documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007 l'Autorità ha formulato proposte mirate alla semplificazione delle regole di registrazione delle interruzioni del sevizio elettrico, in particolare in relazione a:

a) interruzioni attribuibili a danni di terzi e altre cause esterne;

b) interruzioni attribuibili a disalimentazioni di reti interconnesse a monte;

c) interruzioni attribuibili a eventi eccezionali e cause di forza maggiore;

d) accorpamenti di interruzioni consecutive;

le imprese distributrici hanno manifestato l'esigenza di limitare al minimo le modifiche ai sistemi di registrazione delle interruzioni dal momento che alcune di queste modifiche possono indurre adeguamenti significativi ai sistemi informativi;

la deliberazione n. 172/2007:

a) introduce una nuova metodologia per l'identificazione delle interruzioni che si verificano in periodi di condizioni eccezionali o che sono dovute a eventi eccezionali;

b) dispone che le imprese distributrici documentino opportunamente i casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;

c) prevede che le disposizioni di cui all'Allegato A alla stessa deliberazione n. 172/2007 confluiscano nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici in vigore per il terzo periodo di regolazione;

nei documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007 l'Autorità ha proposto che la nuova metodologia di cui al precedente alinea si applichi a tutti i fini di regolazione e sia pertanto da considerarsi sostitutiva di quella in vigore per il periodo di regolazione 2004-2007;

nel documento per la consultazione 2 agosto 2007 l'Autorità ha proposto l'introduzione di due nuovi indicatori di continuità del servizio riferibili ai clienti alimentati in bassa tensione, relativi alle interruzioni senza preavviso lunghe per i clienti domestici e alle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per i clienti non domestici;

sempre nel documento per la consultazione 2 agosto 2007, in materia di casi complessi con guasti in sequenza su reti magliate miste tra trasmissione e distribuzione, come dei guasti in condizioni di smagliatura della rete per indisponibilità programmata, l'Autorità, prendendo atto delle diverse e contrastanti posizioni espresse dagli operatori a seguito delle proposte formulate nel documento per la consultazione 4 aprile 2007, ha espresso i seguenti orientamenti:

a) la modifica delle regole vigenti dovrebbe essere condivisa da tutti gli operatori;

b) il riesame della questione potrà essere intrapreso solo in presenza di fatti nuovi o, come auspicabile, qualora gli operatori di distribuzione AT e di trasmissione trovino una proposta comune da sottoporre all'Autorità;

i contributi pervenuti al documento per la consultazione 2 agosto 2007 in merito alle questioni di cui al precedente alinea hanno confermato le posizioni contrastanti espresse dagli operatori della distribuzione e da Terna S.p.A. e, di conseguenza, confermato l'assenza di una proposta comune da sottoporre all'Autorità;

i medesimi contributi hanno messo in evidenza l'esistenza di situazioni nelle quali gli impianti di distribuzione in alta tensione possono sopportare transiti di corrente particolarmente elevati in occasione di assetti di rete che si rendono necessari per fronteggiare situazioni anomale;

il piano di consultazione contenuto nel documento per la consultazione 2 agosto 2007 prevede la pubblicazione anticipata delle regole di registrazione delle interruzioni, per dare modo alle imprese distributrici di predisporre per tempo i sistemi informativi;

la deliberazione n. 250/2004 al comma 35.1 dispone che una disalimentazione costituisca un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 150 MWh e ha una durata superiore a 30 minuti;

nei documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007 l'Autorità ha proposto l'innalzamento della soglia dell'energia non servita ai fini della individuazione di un incidente rilevante a 200 250 MWh, indipendentemente dalla durata;

con la deliberazione n. 49/2006 l'Autorità ha positivamente verificato il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete predisposto da Terna ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004 (di seguito: il Codice di rete).

Ritenuto che sia opportuno:

procedere immediatamente alla pubblicazione delle regole di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per il terzo periodo di regolazione, con decorrenza dal 1° gennaio 2008, per dare modo alle imprese distributrici di predisporre per tempo i sistemi informativi destinati alla registrazione delle interruzioni;

tenere conto della richiesta delle imprese distributrici di limitare al minimo le modifiche ai sistemi di registrazione e della mancata presentazione di una proposta comune in materia di casi complessi con guasti su reti magliate miste tra trasmissione e distribuzione;

confermare alcuni orientamenti contenuti nei documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007, adottando le modifiche suggerite dalle osservazioni dei soggetti partecipanti alla consultazione; in particolare:

a) introdurre una nuova origine per le interruzioni conseguenti a disalimentazioni di reti interconnesse a monte, come proposto nel documento di consultazione 2 agosto 2007, precisando altresì il tempo massimo entro il quale ogni impresa distributrice deve comunicare alle imprese distributrici interconnesse a valle la causa dell'interruzione;

b) adottare la nuova metodologia per l'identificazione delle interruzioni eccezionali delineata dalla deliberazione n. 172/2007, in sostituzione di quella vigente per il periodo di regolazione 2004-2007, e valida per tutti i fini di regolazione, modificando l'espressione «periodi di condizioni eccezionali» in «periodi di condizioni perturbate» per motivi di chiarezza;

c) includere negli obblighi di registrazione anche l'obbligo di documentazione dei casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza, già introdotto con la stessa deliberazione n. 172/2007;

d) introdurre nuovi indicatori di continuità del servizio riferibili ai clienti alimentati in bassa tensione, relativi alla distribuzione del numero di clienti per interruzioni senza preavviso lunghe subite nell'anno, da rilevare secondo le medesime tempistiche indicate nella deliberazione n. 122/06;

non dare seguito, per motivi di semplicità amministrativa della regolazione, anche alla luce delle osservazioni pervenute, ai seguenti orientamenti contenuti nei documenti per la consultazione 4 aprile 2007 e 2 agosto 2007, concernenti in particolare:

a) il calcolo dell'effettivo numero dei clienti dell'impresa interconnessa a valle coinvolti nelle interruzioni del servizio elettrico;

b) la modifica del sistema vigente di classificazione delle aree territoriali;

c) la modifica dell'unità spaziale di riferimento ai fini della regolazione della continuità del servizio;

d) l'introduzione del criterio della durata lorda in caso di accorpamento di interruzioni che si susseguono l'una dall'altra entro tre minuti;

effettuare alcune modifiche all'indice di registrazione ISR dettate dall'esperienza accumulata nel corso dei controlli effettuati nel II periodo di regolazione, nonché per tenere presente l'importanza che le interruzioni brevi assumeranno nella regolazione della continuità del servizio per il III periodo di regolazione;

alla luce dei contributi pervenuti, integrare le regole vigenti di registrazione delle interruzioni su reti magliate in alta tensione per i casi di disalimentazioni dovuti a sovraccarico delle linee e degli elementi di rete, il cui esercizio e funzionamento è definito in attuazione delle determinazioni della gestione della rete da Terna S.p.A.;

includere le regole di registrazione delle interruzioni approvate con la presente deliberazione nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici che sarà in vigore per il terzo periodo di regolazione;

prevedere l'aggiornamento delle Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano le reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione;

modificare in aumento la soglia di energia non servita utilizzata per l'identificazione degli incidenti rilevanti, indipendentemente dalla durata di disalimentazione, come proposto nel documento di consultazione 2 agosto 2007, con decorrenza dal 1° gennaio 2008 per l'intero periodo di regolazione 2008-2011, riservando la valutazione di ulteriori progressivi innalzamenti di detta soglia per i successivi periodi di regolazione alla luce degli effetti della regolazione della qualità del servizio di trasmissione che verrà definita in esito al procedimento avviato con deliberazione n. 209/2006;

prevedere che Terna presenti all'Autorità entro il 31 gennaio 2008 le modifiche al Codice di rete, ivi incluso in particolare il documento A.54, allegato al medesimo Codice, per adeguare le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale alla modifica della soglia di identificazione degli incidenti rilevanti, alle integrazioni delle regole di registrazione delle interruzioni su reti magliate in alta tensione per i casi di disalimentazioni

dovuti a sovraccarico delle linee e degli elementi di rete, nonché ai tempi di comunicazione alle imprese distributrici interconnesse alla RTN delle cause delle interruzioni che hanno interessato dette imprese

Delibera:

1) di approvare le regole di registrazione delle interruzioni del servizio elettrico per le imprese di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 come risultanti dall'allegato alla presente deliberazione di cui costituisce parte integrante e sostanziale, con decorrenza dal 1° gennaio 2008 (Allegato A);

2) di prevedere che le disposizioni di cui all'Allegato A facciano parte del Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di qualità dei servizi elettrici per il terzo periodo di regolazione (2008-2011) che verrà redatto in esito al procedimento avviato con la deliberazione n. 209/2006;

3) di modificare, con decorrenza dal 1° gennaio 2008, l'art. 35, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/2004, come segue

«35.1 Una disalimentazione costituisce un incidente rilevante se comporta un livello di energia non servita superiore a 250 MWh.»;

4) di prevedere che Terna presenti all'Autorità, entro il 31 gennaio 2008, le modifiche al Codice di rete, ivi incluso in particolare il documento A.54 allegato al medesimo Codice, per adeguare le modalità di registrazione e statistica delle disalimentazioni sulla rete di trasmissione nazionale alle disposizioni di cui al presente provvedimento;

5) di dare mandato al Direttore della Direzione consumatori e qualità del servizio per l'aggiornamento delle Istruzioni tecniche per la corretta registrazione e documentazione delle interruzioni che interessano le reti di distribuzione in alta, media e bassa tensione;

6) di trasmettere copia del presente provvedimento al Ministero dello Sviluppo Economico e a Terna;

7) di pubblicare il presente provvedimento nella *Gazzetta Ufficiale* della Repubblica italiana e sul sito internet dell'Autorità (www.autorita.energia.it) affinché entri in vigore dal giorno successivo alla sua prima pubblicazione.

Milano, 7 novembre 2007

Il presidente: Ortis

Allegato A

REGISTRAZIONE DELLA CONTINUITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA

Titolo 1

DISPOSIZIONI GENERALI

Art. 1.

Definizioni per la continuità del servizio

1.1 Ai fini del presente provvedimento, si applicano le seguenti definizioni:

Autorità è l'Autorità per l'energia elettrica e il gas;

alta tensione (AT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;

altissima tensione (AAT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;

assetto standard è la configurazione della rete di distribuzione in condizioni normali di esercizio;

autoproduttore è il soggetto di cui all'art. 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/1999;

bassa tensione (BT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;

casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza sono i casi in cui non sussistono le condizioni di sicurezza necessarie allo svolgimento delle operazioni di ripristino della fornitura dettate dalle norme tecniche vigenti in materia di sicurezza, o in cui le operazioni di ripristino della fornitura sono impedite o ritardate per applicazione di provvedimenti della Protezione civile o di altra autorità competente per motivi di sicurezza;

cliente AT è il cliente finale direttamente connesso alla rete di distribuzione in alta tensione, che non sia direttamente connesso alla rete di trasmissione nazionale;

cliente BT è il cliente finale allacciato alla rete di distribuzione alimentato a bassa tensione;

cliente finale è la persona fisica o giuridica che non esercita l'attività di distribuzione e che preleva l'energia elettrica, per la quota di proprio uso finale, da una rete con obbligo di connessione di terzi e che non sia socio di una società cooperativa di produzione o distribuzione o appartenente ai consorzi o società consortili di cui all'art. 2, comma 2, del decreto legislativo n. 79/1999;

cliente MT è il cliente finale allacciato alla rete di distribuzione alimentato a media tensione;

condizione di rete magliata è lo stato della rete di distribuzione ad alta tensione che consente percorsi alternativi di alimentazione della stessa utenza;

condizione di rete radiale è lo stato della rete di distribuzione ad alta tensione che consente un solo percorso possibile di alimentazione della stessa utenza;

distribuzione è l'attività di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 79/1999;

eventi eccezionali sono eventi che provocano danni agli impianti e interruzioni dell'alimentazione di energia elettrica anche in periodi di condizioni normali in zone circoscritte (ad esempio: trombe d'aria, valanghe, etc.), per superamento dei limiti di progetto degli impianti;

fondo per eventi eccezionali è il fondo istituito presso la Cassa Conguaglio del Settore Elettrico per il reintegro degli oneri sostenuti dalla imprese distributrici o dall'impresa di trasmissione per l'erogazione dei rimborsi, o di quote di essi, ai clienti finali interessati da interruzioni prolungate o estese;

gruppo di misura è l'insieme delle apparecchiature poste presso il punto di consegna dell'energia elettrica al cliente finale, atto a misurare l'energia elettrica prelevata ed eventualmente dedicato ad altre funzioni caratteristiche del punto di consegna;

impresa distributrice è qualunque soggetto che svolga l'attività di cui all'art. 9 del decreto legislativo n. 79/1999;

incidente rilevante è l'interruzione che comporta un livello di energia non servita superiore alla soglia di cui all'art. 35 dell'Allegato A alla deliberazione 30 dicembre 2004, n. 250/2004, come segnalato da Terna alle imprese distributrici interessate;

interruzione è la condizione nella quale la tensione sul punto di consegna dell'energia elettrica per un cliente finale è inferiore all'1% della tensione dichiarata;

interruzione con preavviso è l'interruzione dovuta all'esecuzione di interventi e manovre programmati sulla rete di distribuzione, preceduta dal preavviso;

interruzione eccezionale lunga è una interruzione lunga come identificata nella scheda 1;

interruzione eccezionale breve o transitoria è una interruzione breve o transitoria come identificata nella scheda 1;

interruzione senza preavviso è l'interruzione non preceduta dal preavviso;

interruzione lunga è l'interruzione di durata superiore tre minuti;

interruzione breve è l'interruzione di durata superiore a un secondo e non superiore a tre minuti, eventualmente identificata in base all'intervento di dispositivi automatici;

interruzione transitoria è l'interruzione di durata non superiore a un secondo, identificata in base all'intervento di dispositivi automatici;

media tensione (MT) è un valore efficace della tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV;

periodo di condizioni perturbate sulle reti MT e BT è un periodo di ore consecutive determinato secondo l'allegata scheda 1;

periodo di condizioni normali sulle reti MT e BT è un periodo diverso dal periodo di condizioni perturbate;

preavviso è la comunicazione ai clienti finali interessati dell'inizio previsto e della durata prevista dell'interruzione; da effettuarsi con mezzi idonei e con un anticipo non inferiore a quello previsto dalla presente deliberazione;

produttore di energia elettrica è il soggetto di cui all'art. 2, comma 18, del decreto legislativo n. 79/1999;

rete di trasmissione nazionale è la rete elettrica di trasmissione nazionale come individuata dal decreto 25 giugno 1999 ed integrata a seguito dei successivi interventi di sviluppo deliberati dal Gestore della rete (oggi Terna);

reti di distribuzione sono le reti con obbligo di connessione di terzi diverse dalla rete di trasmissione nazionale;

rialimentazione definitiva: condizione nella quale, a seguito di una interruzione, viene ripristinata la tensione normale di esercizio per un tempo superiore ad un'ora;

sistema di telecontrollo è il sistema di gestione e di supervisione a distanza della rete di distribuzione in alta e media tensione, atto a registrare in modo automatico e continuo gli eventi di apertura e chiusura di interruttori o di altri organi di manovra (causati sia da comandi a distanza, sia da interventi di protezioni o di dispositivi automatici), e gli eventi di mancanza di tensione nel punto di interconnessione con la rete di trasmissione nazionale o con altre imprese distributrici, nonché atto a consentire la successiva consultazione dei dati registrati;

strumentazione per la registrazione della continuità del servizio è l'insieme degli strumenti atti a registrare in modo automatico e continuo i parametri di qualità dell'energia elettrica, ed almeno le interruzioni lunghe, brevi e transitorie, nonché atti a consentire la successiva consultazione dei dati registrati;

Terna è la società Terna S.p.A. alla quale, ai sensi del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 11 maggio 2004, sono stati trasferiti gli impianti, le attività e le funzioni facenti precedentemente capo al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Art. 2.

Finalità e princìpi generali per la continuità del servizio

2.1 Il presente provvedimento persegue le finalità di:assicurare una corretta ed omogenea registrazione delle interruzioni da parte delle imprese distributrici, per disporre di indicatori di continuità affidabili, comparabili e verificabili e per consentire una adeguata informazione dei clienti interessati dalle interruzioni;

2.2 In merito alla continuità del servizio e alla qualità della tensione l'impresa distributrice non può adottare comportamenti discriminatori tra clienti finali alimentati allo stesso livello di tensione e con analoga localizzazione, fatta salva la facoltà di definire livelli migliorativi di qualità del servizio attraverso contratti per la qualità stipulati tra l'impresa distributrice e i clienti finali o venditori interessati.

Titolo 2

OBBLIGHI DI REGISTRAZIONE DELLE INTERRUZIONI

Art. 3.

Registrazione automatica delle interruzioni senza preavviso

3.1 L'impresa distributrice effettua la registrazione automatica delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, mediante un sistema di telecontrollo o altra strumentazione, la cui gestione può essere affidata a soggetti terzi, sotto la responsabilità dell'impresa distributrice.

3.2 Il sistema di telecontrollo o la strumentazione per la registrazione della continuità del servizio devono essere installati su tutte le linee AT e MT di distribuzione dell'energia elettrica, nel punto in cui dette linee si attestano sui seguenti impianti:

a) impianti di trasformazione AAT/AT e AT/AT;

b) impianti di trasformazione AAT/MT e AT/MT;

c) impianti di smistamento AT;

d) impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni;

e) impianti di interconnessione AT o MT con Terna o altre imprese distributrici, da cui partono linee MT equipaggiate con interruttori asserviti a protezioni.

3.3 Ogni impresa distributrice registra le interruzioni del servizio elettrico utilizzando l'assetto reale della rete e secondo quanto disposto al successivo art. 11 in materia di rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione per quanto riguarda la rete BT.

Art. 4.

Registro delle interruzioni

4.1 Ogni impresa distributrice tiene un registro delle interruzioni, anche su supporto informatico, riportante i dati indicati nei successivi commi 4.2, 4.3, 4.4 e 4.5 e specificati nei successivi articoli da 5 a 12.

4.2 Con riferimento ad ogni interruzione lunga, il registro riporta:

a) l'origine dell'interruzione;

b) l'eventuale attestazione dell'avvenuto preavviso;

c) la causa dell'interruzione;

d) la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di inizio dell'interruzione;

e) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione;

f) la durata dell'interruzione per ciascun cliente AT coinvolto nell'interruzione;

g) il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

h) la durata dell'interruzione per ciascun cliente MT coinvolto nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

i) il numero dei clienti BT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

j) la durata dell'interruzione per ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato e il numero di clienti di ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato, distinti per grado di concentrazione;

k) la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione;

l) l'informazione che l'interruzione interessa una sola parte di rete BT per interruzioni con origine sulla rete BT;

m) l'informazione che l'interruzione interessa una, due o tre fasi per interruzioni con origine sulla rete BT;

n) nel caso si siano verificate sospensioni o posticipazioni delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza:

i) la data, l'ora, il minuto di inizio della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;

ii) la durata della sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza.

4.3 Oltre ai dati indicati al precedente comma 4.2, le imprese distributrici registrano ulteriori informazioni nei casi di interruzioni di durata superiore alle 8 (otto) ore, secondo quanto disposto dalla deliberazione 12 luglio 2007, n. 172/07.

4.4 Con riferimento ad ogni interruzione breve, il registro riporta:

a) l'origine dell'interruzione;

b) la causa dell'interruzione;

c) la data, l'ora, il minuto, e facoltativamente il secondo, di inizio dell'interruzione;

d) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti nell'interruzione;

e) il numero e l'elenco dei clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

f) il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

g) la data, l'ora e il minuto di fine dell'interruzione per tutti i clienti coinvolti dall'interruzione.

Con riferimento ad ogni interruzione transitoria, il registro riporta:

a) l'origine dell'interruzione;

b) la causa dell'interruzione;

c) la data, l'ora e il minuto di inizio dell'interruzione;

d) il numero e l'elenco dei clienti AT coinvolti;

e) il numero e l'elenco di clienti MT coinvolti nell'interruzione, distinti per grado di concentrazione;

4.6 L'impresa distributrice assicura l'accesso alle informazioni contenute nel registro delle interruzioni da parte dei clienti finali interessati, e da parte dei soggetti responsabili delle attività di misura e di vendita dell'energia elettrica.

4.7 Ai fini della classificazione delle interruzioni in lunghe, brevi e transitorie, l'impresa distributrice adotta i seguenti criteri:

a) criterio di accorpamento con la durata netta: qualora due o più interruzioni lunghe, brevi o transitorie che interessano lo stesso cliente finale per la stessa causa e per la stessa origine si susseguano l'una dall'altra entro 60 minuti, vengono accorpate in un'unica interruzione avente durata pari alla somma delle durate delle interruzioni considerate separatamente, al netto dei tempi di rialimentazione intercorsi tra l'una e l'altra;

b) criterio di utenza: qualora per una stessa interruzione, secondo i criteri di accorpamento di cui alla precedente lettera *a)*, alcuni clienti siano disalimentati per meno di 3 minuti e altri per più di 3 minuti, l'impresa distributrice considera una interruzione breve per il primo gruppo di clienti e una interruzione lunga per il secondo;

c) criterio di unicità della causa e dell'origine: l'impresa distributrice identifica ogni interruzione con una causa e origine; qualora durante l'interruzione venga a mutare la causa, l'origine o entrambe, è necessario registrare una interruzione separata, se questa ha durata superiore a 5 minuti a decorrere dall'istante di modifica della causa o dell'origine; fino a tale soglia si considera un'unica interruzione avente la causa e l'origine iniziale.

4.8 I criteri di accorpamento di cui al precedente art. 4, comma 4.7, lettera *a)*, non devono essere utilizzati per il susseguirsi di sole interruzioni transitorie.

Art. 5

Grado di concentrazione

5.1 Ai fini della registrazione delle interruzioni e della elaborazione degli indicatori di continuità per i clienti MT e BT sono individuati i seguenti gradi di concentrazione:

a) alta concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 50.000 abitanti;

b) media concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione superiore a 5.000 abitanti e non superiore a 50.000 abitanti;

c) bassa concentrazione: territorio dei comuni nei quali è stata rilevata nell'ultimo censimento una popolazione non superiore a 5.000 abitanti.

5.2 Restano in vigore le riclassificazioni del grado di concentrazione di porzioni di territorio di Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti approvate dall'Autorità a seguito di istanze presentate ai sensi dell'art. 4, comma 4.2, della deliberazione n. 128/1999.

5.3 Le imprese distributrici hanno facoltà di includere il territorio di uno o più comuni in aree territoriali a concentrazione più alta di quanto previsto dal comma 5.1, dandone comunicazione all'Autorità.

Art. 6.

Origine delle interruzioni

6.1 L'impresa distributrice classifica le interruzioni in base alla sezione di rete elettrica in cui ha origine l'interruzione, secondo la seguente articolazione:

a) interruzioni con origine «sistema elettrico», intese come le interruzioni:

i) conseguenti agli ordini impartiti da Terna di procedere alla disalimentazione di clienti per motivi di sicurezza del sistema elettrico, anche se tecnicamente effettuati tramite interventi e manovre sulle reti di distribuzione in attuazione del piano di distacco programmato o applicato in tempo reale, o conseguenti all'intervento di dispositivi automatici di alleggerimento del carico;

ii) conseguenti ad incidenti rilevanti o, solo nelle reti di distribuzione di piccole isole non interconnesse al sistema elettrico, dovute all'intervento delle protezioni degli impianti di generazione;

b) interruzioni originate sulla rete di trasmissione nazionale, intese come le interruzioni originate sulle linee e negli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;

c) interruzioni originate sulle reti di altre imprese distributrici interconnesse a monte;

d) interruzioni originate sulla rete AT dell'impresa distributrice, intese come le interruzioni originate sulle linee AT o negli impianti di trasformazione AT/AT e AT/MT (solo sul lato AT) o negli impianti di smistamento AT, escluse le linee e gli impianti appartenenti alla rete elettrica di trasmissione nazionale;

e) interruzioni originate sulla rete MT dell'impresa distributrice, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione AAT/MT (escluso il lato AAT), negli impianti di trasformazione AT/MT (escluso il lato AT), negli impianti di trasformazione MT/MT o di smistamento MT, sulle linee MT inclusi i gruppi di misura dei clienti MT e negli impianti di trasformazione MT/BT (solo sul lato MT);

f) interruzioni originate sulla rete BT dell'impresa distributrice, intese come le interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (escluso il lato MT) o sulle linee BT incluse le prese, le colonne montanti e, qualora l'interruzione coinvolga più di un cliente BT, sui gruppi di misura centralizzati.

6.2 Per le interruzioni che si originano negli impianti di trasformazione, se gli interruttori asserviti alla protezione dei guasti originati nel trasformatore hanno funzionato correttamente, l'interruzione è attribuita al lato a monte se provoca la disalimentazione della sbarra a monte.

6.3 Le interruzioni originate nei gruppi di misura dei clienti BT, anche centralizzati, che coinvolgono un solo cliente BT non sono conteggiate ai fini degli indicatori di continuità del servizio ma vengono registrate nell'ambito della regolazione della qualità commerciale per la verifica dello standard specifico ad esse applicato.

6.4 Per l'attribuzione dell'origine delle interruzioni in condizione di rete AT magliata o di temporanea smagliatura si fa riferimento a quanto indicato nelle tabelle 1 e 2.

Art. 7.

Causa delle interruzioni

7.1 L'impresa distributrice registra la causa di ogni interruzione, escluse le interruzioni con origine «sistema elettrico», secondo la seguente articolazione:

a) cause di forza maggiore, intese come: interruzioni eccezionali, dovute a eventi eccezionali, a furti, atti di autorità pubblica quali ad esempio ordini di apertura delle linee per spegnimento di incendi, o scioperi; sono inoltre attribuite a cause di forza maggiore le quote di durata di interruzione dovute a casi di sospensione o posticipazione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza;

b) cause esterne, intese come: guasti provocati da clienti, contatti fortuiti o danneggiamenti di conduttori provocati da terzi;

c) altre cause, intese come tutte le altre cause non indicate alle precedenti lettere *a)* e *b)*, comprese le cause non accertate, anche con riferimento alle interruzioni non localizzate.

7.2 L'impresa distributrice documenta l'attribuzione delle interruzioni alle cause di cui al precedente comma 7.1, lettere *a)* e *b)*. Ogni impresa distributrice comunica alle altre imprese distributrici interconnesse a valle la causa delle interruzioni che hanno interessato dette

imprese, di norma entro 60 giorni dalla data di occorrenza dell'interruzione, affinché queste possano registrare correttamente la cause delle interruzioni con origine sulle reti interconnesse a monte.

7.3 L'impresa distributrice documenta i casi di posticipazione e sospensione delle operazioni di ripristino per motivi di sicurezza attraverso apposita modulistica compilata dal preposto alle operazioni. Nei casi in cui le posticipazioni o sospensioni delle operazioni di ripristino siano dovute a provvedimenti della Protezione civile o di altra autorità competente, l'impresa distributrice deve conservare tale documentazione.

7.4 Ai fini dell'attribuzione delle interruzioni alla causa di cui al precedente comma 7.1, lettera *b)*, sono considerate terzi le gestioni delle attività di cui all'art. 4, comma 4.1, lettere da *j)* a *v)*, dell'Allegato A «Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione» della deliberazione n. 11/2007, come successivamente modificata e integrata, facenti capo alla stessa impresa distributrice.

7.5 Per l'attribuzione della causa delle interruzioni in condizione di rete AT magliata o di temporanea smagliatura si fa riferimento a quanto indicato nelle tabelle 1 e 2.

Art. 8.

Documentazione dell'inizio delle interruzioni

8.1 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni con preavviso mediante registrazione su apposita modulistica dell'apertura degli organi di manovra, unitamente alla documentazione di messa in sicurezza, ovvero mediante registrazione dell'apertura degli interruttori rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio.

8.2 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso originate sulla rete AT e sulla rete MT ad eccezione delle interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante registrazione della prima apertura degli interruttori, rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio. Con le stesse modalità è documentato l'inizio delle interruzioni con origine «sistema elettrico» di cui al precedente art. 6, comma 1, lettera *a)*, punto *i)*.

8.3 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe originate sulla rete BT e negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante annotazione su apposito elenco della data, dell'ora e del minuto della prima segnalazione, anche attraverso chiamata telefonica, dell'interruzione, salvo nei casi di cui al successivo art. 11, comma 11.1 lettera *c)* realizzati attraverso l'ausilio dei sistemi di telegestione dei misuratori elettronici in bassa tensione, per i quali l'istante di inizio corrisponde .all'effettivo istante di inizio della mancanza di tensione sul punto di consegna al cliente rilevata dal misuratore elettronico.

8.4 L'impresa distributrice documenta l'inizio delle interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie originate sulla rete di trasmissione nazionale o su altre reti di distribuzione interconnesse a monte, mediante registrazione della mancanza di tensione rilevata dal sistema di telecontrollo o da altra strumentazione per la registrazione della continuità del servizio ovvero mediante annotazione su apposita modulistica. Con le stesse modalità è documentato l'inizio delle interruzioni con origine «sistema elettrico» di cui al precedente art. 6, comma 1, lettera *a)*, punto *ii)*.

Art. 9.

Clienti AT coinvolti nelle interruzioni

9.1 Per ciascun cliente AT coinvolto in una interruzione con preavviso o senza preavviso lunga o breve, l'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente art. 8, e la fine dell'interruzione, corrispondente alla rialimentazione definitiva dello stesso cliente AT.

Art. 10.

Clienti MT coinvolti nelle interruzioni

10.1 Per ciascun cliente MT coinvolto in una interruzione con preavviso o senza preavviso lunga o breve l'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente art. 8, e la fine dell'interruzione, corrispondente alla rialimentazione definitiva dello stesso cliente MT, fatto salvo per le interruzioni brevi quanto previsto al successivo art. 12, comma 3.

Art. 11.

Clienti BT coinvolti nelle interruzioni

11.1 Le imprese distributrici rilevano il numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione lunga o breve, comprovabile per le interruzioni lunghe dalla lista dei medesimi, come di seguito specificati per quanto riguarda la gestione della rete BT:

a) sistemi in grado di associare ogni cliente BT almeno a una linea BT, identificata in assetto standard della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per sole espansioni di rete e per variazioni di consistenza dell'utenza BT; in tal caso, sia le interruzioni relative ad una parte di linea BT sia le interruzioni relative alla singola fase di una linea BT sono da considerarsi come interruzioni dell'intera linea BT in assetto standard;

b) sistemi in grado di associare ogni cliente BT alla parte di linea BT sottesa a un organo di protezione o sezionamento, con identificazione dell'assetto reale della rete BT per interruzioni di qualsiasi origine e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT; per interruzioni con origini sulla rete BT sono considerati interrotti una volta tutti i clienti BT associati alla parte di linea BT effettivamente interrotta, anche in caso di interruzione dovuta all'intervento di protezione unipolari;

c) sistemi in grado di associare ogni cliente BT ad un punto di consegna BT con identificazione della singola fase, e di aggiornare tale associazione tenendo conto delle variazioni di assetto della rete BT per espansioni di rete, per manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT.

11.2 Le imprese distributrici aggiornano lo schema di rete BT e la consistenza dei clienti BT secondo le cadenze indicate al successivo comma 14.1.

11.3 Le imprese distributrici di qualsiasi dimensione possono definire propri sistemi per la rilevazione del numero reale di clienti BT coinvolti in ciascuna interruzione purché caratterizzati da requisiti funzionali non inferiori a quelli del sistema di cui al comma 11.1, lettera *a)*, e da cadenze di aggiornamento dello schema di rete BT non inferiori a quelle indicate al comma 14.1, ferme restando le date di entrata in vigore ivi indicate.

11.4 Le imprese distributrici che adottano il sistema di cui al comma 11.1, lettera *a)*, ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio di cui ai successivi commi 15.2 e 15.4, in caso di guasto che interessa una sola parte di linea BT, calcolano il numero di clienti BT effettivamente interrotti in misura pari al 50% del numero dei clienti BT effettivamente allacciati a quella stessa linea BT.

11.5 Le imprese distributrici che adottano i sistemi di cui al comma 11.1, lettere *a)* e *b)*, ai fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio di cui ai successivi commi 15.2 e 15.4, in caso di guasto monofase o bifase, calcolano il numero di clienti BT effettivamente interrotti in misura pari rispettivamente al 33% e 66% del numero dei clienti BT effettivamente allacciati a quella stessa linea BT.

11.6 In assenza della rilevazione del numero reale di clienti BT di cui ai commi precedenti, l'impresa distributrice stima il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione con i seguenti criteri:

a) per le interruzioni con preavviso e senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi originate sulla rete elettrica di trasmissione nazionale, sulla rete AT o sulla rete MT, il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione è pari al prodotto del numero di trasformatori MT/BT disalimentati, rilevato dall'impresa distributrice per ogni interruzione, per il numero medio di clienti BT per trasformatore MT/BT, calcolato all'inizio di ogni anno in ciascun comune o frazione serviti e per ciascun grado di concentrazione arrotondato all'unità;

b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT, il numero di clienti BT coinvolti nell'interruzione è pari al prodotto del numero di linee o fasi BT disalimentate, rilevato dall'impresa distributrice per ogni interruzione, per il numero medio di clienti BT per linea o fase BT, calcolato all'inizio di ogni anno in ciascun comune o frazione serviti e per ciascun grado di concentrazione arrotondato all'unità.

11.7 In caso di adozione della stima di cui al precedente comma 11.6, per le interruzioni senza preavviso lunghe risolte con rialimentazione progressiva di gruppi di clienti BT, l'impresa distributrice stima il numero di clienti di ogni gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato con gli stessi criteri indicati al precedente comma 11.6, sulla base del numero di trasformatori MT/BT progressivamente rialimentati o del numero di linee BT progressivamente rialimentate.

11.8 L'impresa distributrice registra la durata dell'interruzione con preavviso o senza preavviso lunga relativa ai clienti BT come periodo ricompreso tra l'inizio dell'interruzione, come definito al precedente art. 8, e la fine dell'interruzione coincidente:

a) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete di trasmissione nazionale, sulla rete AT o sulla rete MT, con la rialimentazione definitiva di ogni trasformatore MT/BT interessato;

b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT, con la rialimentazione definitiva di ciascun gruppo di clienti BT progressivamente rialimentato o, in mancanza di questo, con la rialimentazione definitiva dell'ultimo cliente BT rialimentato;

c) per le interruzioni con origine «sistema elettrico», con le modalità di cui al successivo art. 12, comma 4.

Art. 12.

Documentazione della fine delle interruzioni

12.1 L'impresa distributrice documenta la fine delle interruzioni lunghe o brevi subite dai clienti AT e MT mediante registrazione del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio, ovvero mediante apposita modulistica nei casi di cui ai commi 8.1 e 8.4.

12.2 L'impresa distributrice documenta l'istante di fine delle interruzione lunghe o brevi subite dai clienti BT:

a) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe e senza preavviso brevi originate sulla rete elettrica di trasmissione nazionale, sulla rete AT e sulla rete MT, ad eccezione delle interruzioni originate negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante registrazioni del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio, ovvero mediante apposita modulistica nei casi di cui ai commi 8.1 e 8.4;

b) per le interruzioni con e senza preavviso lunghe originate sulla rete BT e negli impianti di trasformazione MT/BT (lato MT), mediante apposita modulistica.

12.3 L'impresa distributrice che identifica le interruzioni brevi in base all'intervento di dispositivi automatici considera come istante di fine delle interruzioni brevi l'istante relativo al ciclo di richiusura su cui sono tarate le protezioni intervenute. La stessa impresa è tenuta a fornire evidenza, in sede di controllo tecnico, delle procedure di taratura e verifica periodica delle protezioni.

12.4 Per le interruzioni dovute all'attuazione di piani di distacco programmato, in deroga alle disposizioni di cui ai precedenti commi, l'impresa distributrice può considerare come istante di fine o l'istante di rialimentazione effettivo della linea MT o l'istante corrispondente all'istante di inizio più la durata teorica di interruzione secondo il medesimo piano.

Art. 13.

Verificabilità delle informazioni registrate

13.1 L'impresa distributrice mantiene costantemente aggiornato il registro delle interruzioni. L'elenco dei clienti BT realmente coinvolti nelle interruzioni lunghe deve essere producibile su richiesta in tempi compatibili con l'espletamento delle operazioni di controllo.

13.2 Ciascuna interruzione è identificata con un codice univoco, al fine di attribuire alla stessa interruzione le informazioni contenute in:

a) registri di esercizio;

b) tabulati o archivi informatizzati del sistema di telecontrollo o di altra idonea strumentazione per la registrazione della continuità del servizio;

c) elenchi delle segnalazioni e chiamate telefoniche dei clienti per richieste di pronto intervento, nei quali devono essere annotate tutte le chiamate telefoniche ricevute per segnalazione guasti, anche in assenza di interruzione;

d) rapporti di intervento delle squadre operative;

e) documentazione di messa in sicurezza e altra documentazione ritenuta necessaria;

f) schemi della rete per ricostruire l'assetto della rete al momento del guasto o la sua risoluzione.

13.3 L'impresa distributrice, ai fini della verificabilità delle informazioni registrate, può avvalersi delle registrazioni mediante ordine funzionale al sistema di telecontrollo di apertura o chiusura di organi di manovra in media tensione non telecontrollati né asserviti a protezioni o a dispositivi automatici. La registrazione mediante ordine funzionale può avvenire in tempi differiti rispetto agli effettivi istanti di occorrenza, ma comunque entro 10 giorni dall'istante di occorrenza, e deve includere la data e l'ora dell'effettivo istante di occorrenza dell'evento registrato.

13.4 L'impresa distributrice conserva in modo ordinato e accessibile tutta la documentazione necessaria per la verifica della correttezza delle registrazioni effettuate, per un periodo di due anni decorrenti dall'1 gennaio dell'anno successivo a quello in cui la registrazione è stata effettuata.

13.5 In occasione dei controlli tecnici è calcolato un indice di sistema di registrazione ISR, sulla base di quanto indicato nella scheda 3.

13.6 Le imprese distributrici che nel corso del periodo di regolazione 2004-2007 abbiano esteso il servizio all'intero Comune o a nuovi Comuni, comunicano all'Autorità entro il 31 marzo 2008 le modalità e i tempi per l'unificazione delle modalità di registrazione delle interruzioni, anche con riferimento alle disposizioni contenute nel successivo art. 14. Le imprese distributrici che si vengano a trovare nelle predette condizioni nel corso del periodo di regolazione 2008-2011 ne danno comunicazione all'Autorità entro il 31 marzo dell'anno successivo alla data di efficacia dell'acquisizione della rete.

Art. 14.

Gradualità degli obblighi di registrazione

14.1 Le imprese distributrici adottano almeno il sistema di cui al precedente comma 11.1, lettera *a)*:

a) con decorrenza 1º gennaio 2008 per le imprese distributrici con numero di clienti BT superiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno semestrale per gli anni 2008 e 2009, almeno trimestrale per il 2010 e mensile dal 2011;

b) con decorrenza 1º gennaio 2010 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 50.000 e 100.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno semestrale per il 2010, almeno trimestrale per il 2011 e mensile dal 2012;

c) con decorrenza 1º gennaio 2011 per le imprese distributrici con numero di clienti BT compreso tra 5.000 e 50.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno trimestrale per il 2011 e mensile dal 2012;

d) con decorrenza 1º gennaio 2012 per le imprese distributrici con numero di clienti BT inferiore a 5.000 alla data del 31 dicembre 2005, aggiornando lo schema di rete BT per sole espansioni e la consistenza dei clienti BT con cadenza almeno trimestrale per il 2012 e mensile dal 2013.

14.2 Per le imprese distributrici che intendono adottare il sistema di cui al comma 11.1, lettera *b)*, oppure lettera *c)* senza ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, si applicano le date di entrata in vigore indicate al precedente comma 14.1, salvo per le imprese distributrici con numero di clienti BT superiore a 100.000 alla data del 31 dicembre 2005 per le quali l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti BT interrotti decorre dall'1 gennaio 2009. Le imprese distributrici che intendono adottare il sistema di cui al comma 11.1, lettera *b)*, garantiscono le medesime cadenze di aggiornamento dello schema di rete BT indicate al comma 14.1 anche per manovre e riparazione di guasti sulla rete BT.

14.3 Le imprese distributrici di qualunque dimensione che intendono adottare il sistema di cui al comma 11.1, lettera *c)*, aggiornano lo schema di rete BT per espansioni di rete, manovre e riparazione di guasti e per variazioni di consistenza dell'utenza BT con cadenza continuativa.

14.4 Per le imprese distributrici di qualunque dimensione che intendono adottare il sistema di cui al comma 11.1, lettera *c)*, tramite l'ausilio del sistema di telegestione dei misuratori elettronici, l'obbligo di registrazione del numero reale di clienti BT interrotti decorre dal

1º gennaio 2010; per gli anni 2010 e 2011, in deroga transitoria a quanto previsto al comma 8.3, l'istante di inizio delle interruzioni con origine BT può essere riferita alla prima segnalazione, anche attraverso chiamata telefonica, dell'interruzione.

14.5 In via transitoria fino al 31 dicembre 2007, le imprese distributrici che per via di fusioni o acquisizioni di porzioni di reti di distribuzione aumentano il numero dei clienti in misura pari al 25% possono presentare istanza motivata all'Autorità per rinviare di 1 (un) anno gli obblighi di cui al precedente comma 14.1. L'Autorità si pronuncia entro il termine di sessanta giorni dal ricevimento dell'istanza. Decorso tale termine senza che l'Autorità si pronunci l'istanza si intende tacitamente approvata.

Titolo 3

INDICATORI DI CONTINUITÀ DEL SERVIZIO

Art. 15.

Indicatori di continuità del servizio

15.1 Con riferimento all'anno solare, sono definiti i seguenti indicatori di continuità del servizio:

a) numero di interruzioni per cliente, per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie;

b) durata complessiva di interruzione per cliente, solo per le interruzioni con preavviso e per le interruzioni senza preavviso lunghe.

15.2 Il numero di interruzioni per cliente è definito per mezzo della seguente formula:

$$\text{NUMERO DI INTERRUZIONE PER CLIENTE} = \frac{\sum_{i=1}^{n} U_I}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le *n* interruzioni accadute nell'anno solare, e dove:

U_i è il numero di clienti coinvolti nella *i*-esima interruzione considerata;

$U_t ot$ è il numero totale di clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

15.3 L'impresa distributrice calcola il numero di interruzioni per cliente:

a) per i clienti BT, distintamente per interruzioni con preavviso, interruzioni senza preavviso lunghe, interruzioni senza preavviso brevi, e per i clienti MT, distintamente per interruzioni senza preavviso brevi e transitorie;

b) distintamente per origini delle interruzioni come indicate al precedente art. 6;

c) distintamente per cause delle interruzioni come indicate al precedente art. 7;

d) distintamente per ambiti territoriali come definiti dall'art. 18 dell'allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/2004, o comunque per grado di concentrazione per le imprese distributrici per i quali non sono definiti gli ambiti territoriali.

15.4 La durata complessiva di interruzione per cliente, relativa alle interruzioni con preavviso e alle interruzioni senza preavviso lunghe, è definita per mezzo della seguente formula:

DURATA COMPLESSIVA DI INTERRUZZIONI PER UTENTE =

$$\frac{\sum_{i=1}^{n}\sum_{j=1}^{m}(U_{i,j \cdot ti,j})}{U_{tot}}$$

dove la sommatoria è estesa a tutte le *n* interruzioni accadute nell'anno solare e, per ciascuna di esse, a tutti gli *m* gruppi di clienti affetti dalla stessa durata di interruzione, e dove:

$U_{i,j}$ è il numero di clienti coinvolti nella *i*-esima interruzione (con $i = 1, n)$ e appartenenti al *j*-esimo gruppo di clienti affetto dalla stessa durata di interruzione (con $j = 1, ..., m)$;

$t_{i,j}$ è la corrispondente durata dell'interruzione per il gruppo di clienti $U_{i,j}$;

U_{tot} è il numero totale di clienti serviti dall'impresa distributrice alla fine dell'anno solare.

15.6 L'impresa distributrice calcola la durata complessiva di interruzione per cliente:

a) distintamente per interruzioni con preavviso e interruzioni senza preavviso lunghe;

b) distintamente per origini delle interruzioni come indicate al precedente art. 6;

c) distintamente per cause delle interruzioni come indicate al precedente art. 7;

d) distintamente per ambiti territoriali come definiti dall'art. 18 dell'allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/2004, o comunque per grado di concentrazione per le imprese distributrici per i quali non sono definiti gli ambiti territoriali.

15.6 L'impresa distributrice calcola gli indicatori di distribuzione di clienti finali BT, secondo le tempistiche indicate al precedente comma 14.1, clienti finali MT e AT, per numero di interruzioni annue subite, secondo quanto indicato nella scheda 2.

15.7 L'impresa distributrice calcola per ogni singolo cliente MT e AT il numero di interruzioni e la durata di ogni di interruzione, distintamente per interruzioni con preavviso e interruzioni senza preavviso lunghe, per origine dell'interruzione e per causa dell'interruzione.

15.8 L'impresa distributrice calcola per ogni singolo cliente MT e AT il numero di interruzioni senza preavviso brevi e transitorie, distintamente per origine dell'interruzione e per causa dell'interruzione.

Art. 16.

Comunicazione all'Autorità e ai clienti finali dei valori degli indicatori di continuità del servizio

16.1 L'impresa distributrice comunica all'Autorità i risultati dell'elaborazione degli indicatori di continuità del servizio di cui ai precedenti commi 15.2 e 15.4 con le specificazioni previste dai commi 15.3 e 15.5, e 15.6 per ogni ambito territoriale per i clienti BT e MT e per regione per i clienti AT, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello al quale si riferiscono gli indicatori. Nella stessa occasione, l'impresa distributrice comunica, distintamente per ambiti territoriali come definiti dall'art. 18 dell'allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/2004, o comunque per grado di concentrazione per le imprese distributrici per i quali non sono definiti gli ambiti territoriali, il numero di clienti e l'energia distribuita, distintamente per:

a) clienti BT per usi domestici;

b) clienti BT per usi diversi da quelli domestici;

c) clienti MT;

d) clienti AT allacciati alle reti di distribuzione.

16.2 Entro il 30 giugno dello stesso anno, l'impresa distributrice comunica a ciascun cliente MT e AT, anche tramite avviso allegato ai documenti di fatturazione o pubblicato nel proprio sito internet, l'elenco delle interruzioni con e senza preavviso lunghe, brevi e transitorie, che lo hanno coinvolto, con indicazione della durata, della causa e dell'origine dell'interruzione.

16.3 Sono ammesse rettifiche dei dati di continuità del servizio comunicati all'Autorità entro il 30 settembre dell'anno successivo a quello al quale si riferiscono i medesimi dati, qualora intervengano nuovi elementi per l'attribuzione delle cause delle interruzioni.

16.4 Nel comunicare all'Autorità i valori degli indicatori di continuità del servizio, le imprese distributrici sono responsabili della veridicità delle informazioni fornite e della verificabilità delle registrazioni che hanno contribuito al calcolo degli indicatori. A tal fine, allegano copia in formato elettronico dell'estratto del registro delle interruzioni, separatamente per ciascun ambito territoriale, con indicazione per ciascuna interruzione di:

a) codice univoco dell'interruzione;

b) tipo di interruzione (con o senza preavviso, lunga o breve);

c) causa dell'interruzione;

d) origine dell'interruzione;

e) istante di inizio (data, ora, minuto, e facoltativamente il secondo), indicando se si verifica in un periodo di condizioni perturbate, e la durata dell'interruzione;

f) l'eventuale prolungarsi dell'interruzione per casi di sospensione o posticipazione, indicandone gli istanti di inizio e la durata;

g) i contributi al numeratore degli indicatori di continuità di cui ai commi 15.2 e 15.4;

h) il numero dei clienti MT coinvolti nell'interruzione.

16.5 I valori degli indicatori di continuità del servizio comunicati all'Autorità dalle imprese distributrici possono essere soggetti a pubblicazione, anche comparativa, da parte dell'Autorità.

TABELLA 1

STATO INTERRUTTORE: REGOLE GENERALI PER INDIVIDUARE L'ORIGINE E LA CAUSA DELLE INTERRUZIONI PER I CLIENTI FINALI DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RETE IN ALTA TENSIONE

Stato dell'Interruttore		Attribuzione della causa e dell'origine		
		origine	causa per impresa distributrice	causa per impresa trasmissione
1	funzionante (malfunzionamento non accertato)	(vedere stato protezione Tabella 2)	(vedere stato protezione Tabella 2)	(vedere stato protezione Tabella 2)
2	in anomalia (malfunzionamento accertato)	proprietario dell'interruttore	altre cause se proprietario dell'interruttore altrimenti cause esterne	altre cause se proprietario dell'interruttore altrimenti cause esterne

TABELLA 2

STATO PROTEZIONE: REGOLE GENERALI PER INDIVIDUARE L'ORIGINE E LA CAUSA DELLE INTERRUZIONI PER I CLIENTI FINALI DIRETTAMENTE CONNESSI ALLA RETE IN ALTA TENSIONE

Stato della protezione		Attribuzione della causa e dell'origine		
		origine	causa per impresa distributrice	causa per impresa trasmissione
1a	Funzionante (malfunzionamento non accertato)	Proprietario della linea o dell'elemento di rete che è all'origine della interruzione	Salvo i casi sub 1b), altre cause se proprietario della linea o dell'elemento di rete altrimenti cause esterne	Salvo i casi sub 1b), altre cause se proprietario della linea o dell'elemento di rete altrimenti cause esterne
1b	Funzionante (malfunzionamento non accertato)	Proprietario della linea o dell'elemento di rete che è all'origine della interruzione	Cause esterne per i casi di superamento della portata nominale della linea o dell'elemento di rete, definita dalle normative tecniche vigenti, anche essendone proprietario *	Altre cause per i casi di superamento della portata nominale della linea o dell'elemento di rete, definita dalle normative tecniche vigenti, anche non essendone proprietario *
2	in anomalia (malfunzionamento accertato)	Proprietario della protezione	Altre cause se proprietario della protezione altrimenti cause esterne	Altre cause se proprietario della protezione altrimenti cause esterne
3	collegata non correttamente (anomalia accertata)	Proprietario della protezione	Altre cause se proprietario della protezione altrimenti cause esterne	Altre cause se proprietario della protezione altrimenti cause esterne
4	taratura non conforme a quanto comunicato da Terna (anomalia accertata)	Proprietario della protezione	Altre cause	Cause esterne
5	errata taratura (anomalia accertata)	Proprietario della protezione	Cause esterne *	Altre cause *
6	non idonea (anomalia accertata)	Proprietario della protezione	Cause esterne *	Altre cause *

* in quanto Terna, in base al Codice di rete, gestisce la rete in AT e definisce il piano di taratura per la rete AT per la quasi totalità della rete in alta tensione; nei casi residuali in cui la gestione della rete in AT e la definizione del piano di taratura è definito dall'impresa distributrice (es: rete a 60 kV), l'attribuzione della causa è invertita rispetto a quanto indicato in tabella.

SCHEDA n. 1

MODALITÀ DI CALCOLO PER L'IDENTIFICAZIONE DI PERIODI DI CONDIZIONI PERTURBATE (RETI MT/BT)

Indicando con:

$Nh6MT^j$ numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT, per qualunque causa, escluse le interruzioni con origine sui trasformatori AT/MT, iniziate in un periodo di 6 ore (0.00-6.00; 6.00-12.00; 12.00-18.00; 18.00-24.00) di ogni giorno nell'anno *t* nella provincia, o parte di provincia, *j* servita dalla stessa impresa distributrice;

$MTR(Nh6MT^j)$ valore medio triennale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine MT per periodi di 6 ore, per qualunque causa, nell'ultimo triennio di riferimento precedente l'anno *t*, nell'area territoriale j (nella media sono inclusi tutti i periodi di 6 ore del triennio, anche quelli con 0 interruzioni);

$Nh6BT^j$ numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT, incluse le interruzioni con origine sui trasformatori MT/BT, per qualunque causa, iniziate in un periodo di 6 ore (0.00-6.00; 6.00-12.00; 12.00-18.00; 18.00-24.00) di ogni giorno nell'anno *t* nella provincia, o parte di provincia, *j* servita dalla stessa impresa distributrice;

$MTR(Nh6BT^j)$ valore medio triennale del numero di interruzioni senza preavviso lunghe con origine BT per periodi di 6 ore, per qualunque causa, nell'ultimo triennio di riferimento precedente l'anno *t*, nell'area territoriale *j* (nella media sono inclusi tutti i periodi di 6 ore del triennio, anche quelli con 0 interruzioni);

dove «Triennio di riferimento precedente l'anno *t*» è il periodo per il quale sono disponibili dati completi, composto dagli anni t-2, t-3, t-4.

Per le interruzioni con origine MT (escluse le interruzioni con origine sui trasformatori AT/MT) e per le interruzioni BT si considerano «periodi di condizioni perturbate» i periodi intercorrenti tra gli istanti H1 e H2, determinati come segue per ogni provincia (o parte di provincia) j servita dalla stessa impresa distributrice:

se in un gruppo di 6 ore $Nh6MT^j > 2,3 + 9,4^* MTR(Nh6MT^j)$, allora:

H1 = 3 ore prima dell'inizio del gruppo di 6 ore considerato e

H2 = 3 ore dopo la fine del gruppo di 6 ore considerato

Per le sole interruzioni con origine BT (incluse le interruzioni con origine sui trasformatori MT/BT) si considerano «periodi di condizioni perturbate», qualora non già identificati per effetto della regola precedente, i periodi intercorrenti tra gli istanti H1 e H2, determinati come segue per ogni provincia (o parte di provincia) *j* servita dalla stessa impresa distributrice:

se in un gruppo di 6 ore $Nh6BT^j > 3,5 + 7,1^* MTR(Nh6BT^j)$, allora:

H1 = 3 ore prima dell'inizio del gruppo di 6 ore considerato e

H2 = 3 ore dopo la fine del gruppo di 6 ore considerato.

Ai fini della determinazione di $Nh6MT^j$ e $Nh6BT^j$, l'impresa distributrice può avvalersi della facoltà di mantenere il criterio di accorpamento con la durata netta come definita nel precedente periodo regolatorio 2004-2007 (ex art. 4, comma 4.6, lettera *b)* dell'Allegato A alla deliberazione 30 gennaio 2004, n. 4/04).

Interruzioni eccezionali lunghe

Una volta identificate le interruzioni lunghe con inizio nei «periodi di condizioni perturbate», ai soli fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, vengono identificate come interruzioni eccezionali lunghe le sole interruzioni lunghe (registrate con il criterio di utenza) la cui durata è superiore al 3º quartile della distribuzione delle durate delle interruzioni, aventi la medesima origine, della provincia considerata, o parte di provincia, servita dalla stessa impresa distributrice, nel Triennio di riferimento precedente l'anno t.

Interruzioni eccezionali brevi o transitorie

Una volta identificate le interruzioni brevi e transitorie con inizio nei «periodi di condizioni perturbate», ai soli fini del calcolo degli indicatori di continuità del servizio, vengono identificate come interruzioni eccezionali brevi o transitorie le sole interruzioni brevi o transitorie (registrate con criterio di utenza) iniziate in un periodo di condizioni perturbate.

SCHEDA n. 2

INDICATORI DI CONTINUITÀ PER CLIENTI BT, MT E AT

Scheda 2a - indicatore di distribuzione di clienti finali BT per numero di interruzioni senza preavviso lunghe annue subite, per ambito territoriale (altre cause; origini RTN o AT o MT o BT o reti interconnesse a monte

	N. interruzioni										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	›=10
N. clienti BT											

Scheda 2b - indicatore di distribuzione di clienti finali MT per numero di interruzioni senza preavviso lunghe annue subite, per ambito territoriale (altre cause; origini RTN o AT o MT o altre reti di distribuzione interconnesse a monte

	N. interruzioni										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	›=10
N. clienti BT											

Scheda 2c - indicatore di distribuzione di clienti finali MT per numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi annue subite, per ambito territoriale (altre cause; origini RTN o AT o MT o altre reti di distribuzione interconnesse a monte

	N. interruzioni										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	›=10
N. clienti BT											

Scheda 2d - indicatore di distribuzione di clienti finali AT per numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi annue subite, per regione (altre cause; origini RTN o AT o altre reti di distribuzione interconnesse a monte

	N. interruzioni										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	›=10
N. clienti BT											

SCHEDA n. 3

INDICE DI SISTEMA DI REGISTRAZIONE

L'indice di sistema di registrazione ISR esprime l'adeguatezza complessiva del sistema di registrazione delle interruzioni.

L'indice ISR ha una struttura «a punti». Il valore massimo di 1 (=100%) esprime totale adeguatezza del sistema di registrazione.

$$ISR = 1 - \frac{\sum pi}{100}$$

I punti p_i sono attribuiti in relazione alle diverse non conformità di sistema riscontrate durante il controllo tecnico secondo il seguente schema:

Punti p_i	Non conformità di sistema
10	Mancata registrazione sistematica di interruzioni lunghe o brevi
5	Attribuzione di interruzioni a origine «sistema elettrico» senza che ne ricorrano i presupposti Mancanza di una procedura aziendale per la registrazione delle interruzioni
3	Errori sistematici di classificazione delle interruzioni (brevi invece di lunghe e viceversa, etc.) Insufficienza di documentazione o impossibilità di accedere al registro per ricostruire il momento delle interruzioni esaminate Calcolo del numero di clienti disalimentati con criteri difformi da quelli previsti
2	Mancata documentazione sistematica dell'istante di inizio per guasto al sistema di telecontrollo, inclusa indisponibilità dei vettori di comunicazione Mancanza o non corretta tenuta dell'elenco delle segnalazioni o chiamate telefoniche dei clienti, per la determinazione dell'istante di inizio delle interruzioni con origine BT Errori sistematici nel rispetto dei criteri di cui all'art. 4, comma 7
1	Incoerenza nell'applicazione sistematica di criteri tecnici dichiarati dall'impresa distributrice ove non specificati dal provvedimento Documentazione tenuta in modo non ordinato o non accessibile Ogni altra aspetto sistematico che ostacola la verifica dei dati di continuità comunicati

———

NOTE:

1. Per «sistematico» si intende una non conformità rilevata almeno due volte nel corso del controllo o desumibile dalla verifica delle procedure dell'esercente.

2. Non comportano penalizzazione dell'indice ISR:

l'attribuzione alla responsabilità dell'impresa distributrice anche per interruzioni che dovrebbero essere attribuite a cause o origini diverse dalla responsabilità dell'impresa;

l'adozione di criteri di accorpamento che utilizzano la durata lorda in luogo di quella netta;

la mancata applicazione del criterio di unicità dell'origine in caso di cambi di origine da BT a MT, se gli impianti coinvolti sono di proprietà della medesima impresa.

07A09781

AUGUSTA IANNINI, *direttore* GABRIELE IUZZOLINO, *redattore*

(G703230/1) Roma, 2007 - Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato S.p.A. - S.

* 4 5 - 4 1 0 3 0 1 0 7 1 2 0 6 *

€ 3,00